

LA INDUSTRIA PETROLERA MEXICANA
1965-1973

Tesis que presenta
EDUARDO TURRENT DIAZ
para optar por el título de
Maestro en Economía
El Colegio de México

I N D I C E

	<u>Págs</u>
INTRODUCCION.	1
Capítulo I.- Exploración.	8
1.1.- Brigadas de Exploración.	9
1.2.- Perforación Exploratoria	13
1.3.- Nuevos Descubrimientos.	16
1.4.- Perforación de Desarrollo.	18
1.5.- Pozos Perforados por Contratistas.	24
1.6.- ¿Ha sido la Insuficiencia en la Exploración la Causa de la Necesidad de Importar Crudo?	26
1.7.- Acontecimientos Importantes.	27
Capítulo II.- Reservas.	30
2.1.- Definición de Reservas	30
2.2.- El Caso de México.	37
Capítulo III.- Producción	51
3.1.- Factores Limitantes de la Producción en México	57
3.1.1.- El Petróleo.	57
3.1.2.- Gas.	60
3.2.- Indicadores sobre Producción.	61
3.2.1.- Producción de Crudo y Gas Natural. . . .	61
3.2.2.- Producción por habitante y Producción por Trabajador de Pemex.	64
Capítulo IV.- Refinación.	65
Capítulo V.- Transporte, Distribución y Almacenamiento.	88
5.1.- Conceptos Técnicos.	88
5.1.1.- El Oleoducto.	89
5.1.2.- Transporte del Gas Natural.	90

5.1.3.- Gasoducto.	90
5.2.- Transporte.	92
5.2.1.- Transporte Marítimo.	92
5.2.2.- Oleoductos y Gasoductos.	99
5.3.- Distribución.	103
5.4.- Almacenamiento.	107
Capítulo VI.- Ventas y Consumo.	111
6.1.- Ventas.	113
6.2.- Consumo	117
6.2.1.- Consumo de Productos Energéticos.	118
6.2.2.- Consumo de Productos no Energéticos...	121
6.2.3.- El Consumo por Sectores.	122
Capítulo VII.- Comercio Exterior de la Industria Petro- lera.	126
7.1.- Balanza Comercial.	130
CONCLUSIONES.	139
RESUMEN CITAS.	149
BIBLIOGRAFIA.	152

I N T R O D U C C I O N

I N T R O D U C C I O N

Este trabajo consiste en un análisis desde el punto de vista económico de la Industria Petrolera Nacional para un período histórico definido, que va desde el año de 1965 a 1973. El motivo básico que impulsó la elección de este tema es la gran actualidad del problema petrolero en el mundo y sus repercusiones en todos los ámbitos de las relaciones internacionales entre los países.

En relación a lo anterior, por lo que respecta a la cuestión mundial, está la creación en 1960 del "cartel" petrolero llamado Organización de Países Exportadores de Petróleo, (OPEP). Este ha conseguido controlar el mercado mundial de los hidrocarburos, elevando los precios a más del doble en unos pocos años, y utilizando efectivamente este control para reforzar su poder de negociación económico-político en el mundo. Este hecho ha transformado prácticamente la situación política mundial y ha desequilibrado la balanza de poder establecida en la posguerra; a tal grado, que ya se habla del surgimiento de una nueva era y del fin de aquella que se dió en llamar la era de los energéticos baratos.

En México, la política petrolera que se ha venido sosteniendo desde la expropiación ha sido la de lograr la autosuficiencia en lo que se refiere a la producción de hidrocarburos. La imposibilidad de cumplir con este objetivo se había ido agudizando desde principios de los sesenta, a tal grado que para 1970 se iniciaron programas a gran escala de importaciones de crudo con

el objeto de satisfacer la demanda interna.

El impacto de este hecho aunado a la crisis petrolera mundial ha tenido importantes repercusiones en la vida económica del país. Por un lado surgieron presiones deficitarias sobre la balanza comercial y por otro se generó una preocupación a nivel nacional por resolver el problema del suministro interno de hidrocarburos.

Por otra parte, un aspecto importante que debe ser apuntado, es la cuestión de la dificultad de la medición de la trascendencia de los hidrocarburos y demás energéticos, para cualquier economía. En general es muy difícil evaluar en términos cuantitativos la importancia de los hidrocarburos, debido al hecho de que su trascendencia económica es siempre mayor que su costo neto. Basta para aclarar este punto citar el hecho de que en la economía mexicana más del 90% de la energía total que se emplea en el país proviene del petróleo.

Otra faceta importante de los problemas aquí tratados se refiere a los modelos teóricos que pueden ser aplicados al estudio de esta industria. Con respecto a ésto, mucho se ha hablado de que la industria petrolera constituye un monopolio "natural". Lo anterior se debe a que dentro de ella se dan las economías de escala en casi todas sus operaciones y a todos los niveles. Aunque esto del monopolio natural, puede no ser estrictamente cierto, la tendencia monopolística en este mercado no puede ser negada, ni a nivel nacional ni a nivel mundial. De acuerdo a lo anterior, este mercado puede ser estudiado por medio de la Microeconomía, utilizando la teoría del monopolio. El problema

que presenta este enfoque por lo que respecta al caso de México, es que en este país se creó por decreto, y lo que es fundamental en el los precios se han fijado ^{Políticamente} administrativamente con el objetivo general de "subsidiar" a la economía interna. La teoría microeconómica señala, para explicar la conducta de un monopolista, que dada la curva de demanda, el empresario fija el precio y la cantidad a producir con el objeto de maximizar sus utilidades. Pero como Pemex no tiene el objetivo de maximizar sus utilidades y ni el precio ni la cantidad se determinan por este criterio la teoría microeconómica resulta una herramienta inútil para proceder con este estudio. Esta razón obligó a que este trabajo prescindiera básicamente de la teoría como instrumento de análisis, empleándose en el fundamentalmente, la metodología de tipo empírico estadístico.

El trabajo contiene un objetivo central básico que es el de intentar averiguar cuáles fueron las causas de que la producción haya sido incapaz de cubrir la demanda interna. No obstante complementariamente a esta finalidad principal se intentan verificar algunas hipótesis secundarias acerca de esta industria. Además se analizan en el trabajo algunas ideas populares acerca de la industria petrolera y que, en muchos casos, son simplemente producto de prejuicios de la gente o imágenes a priori que el público ha creado cuando se trata de autoexplicar algún problema nacional importante.

En relación a lo anterior la hipótesis central del estudio es probar si acaso la insuficiencia de producción se debió a ineficiencia en general de las operaciones de Pemex, aunada ésta a descuido en las actividades de exploración o si ésta fue conse-

cuencia, simplemente, de la falta de descubrimientos petrolíferos de importancia que vinieran a aumentar la oferta doméstica.

Por otro lado, esta industria puede ser estudiada desde dos puntos de vista extremos; el primero de ellos radica en la alternativa de realizar el análisis a partir de los resultados de la empresa, es decir simplemente por el lado de la producción y el consumo. El otro enfoque consiste en hacer el estudio de la estructura y el funcionamiento de las operaciones que integran este sector económico. Se eligió el segundo punto de vista debido, en primer lugar, a que el primero de los enfoques mencionados ya está perfectamente cubierto por un estudio sobre los energéticos publicado por el Instituto Mexicano del Petróleo en 1972. Por otro lado, al parecer, no existe hasta el momento un estudio que explote este segundo enfoque; de manera que con este trabajo se pretende cubrir esa laguna que existe en la literatura sobre la industria petrolera mexicana.

El enfoque elegido implica un posible error de interpretación que es necesario apuntar: La subdivisión del proceso petrolero en exploración, reservas, producción, etc. se realiza únicamente con fines explicativos, porque en la realidad todas estas operaciones están interconectadas entre sí y se realizan simultáneamente. Además es necesario, recordar que las operaciones de exploración, producción, refinación etc. no constituyen un fin en sí mismas, sino un medio para lograr abastecer el mercado; que es la finalidad última y principal de toda actividad productiva.

El método del estudio es como se señaló eminentemente em-

empírico, y para su realización se emplean reiterada y extensivamente los procedimientos estadísticos; empero, en algunas ocasiones se realizaron análisis de tipo descriptivo e histórico que no tienen nada que ver con las verificaciones de carácter cuantitativo.

Una característica del enfoque aquí elegido es que se trabajan los temas del petróleo y del gas natural conjuntamente, mientras que en otros estudios se analizan ambos hidrocarburos por separado. Esto se debe a que las economías de ambos productos difieren en muchos aspectos y lo anterior es lo que hace posible esta separación. Pero también es cierto que tanto el gas como el petróleo pertenecen a un tronco común, desde el punto de vista químico y su origen y consumo final es básicamente el mismo por lo cual también es válido estudiarlos conjuntamente.

La intención en este trabajo era la de realizar un estudio actualizado, sin embargo no es fácil lograr esto totalmente en investigaciones de naturaleza empírica, debido a que rara vez es posible conseguir datos e información que estén totalmente al día. Esto se debe a que generalmente la información tarda de uno a dos años en salir al público. Aunado a lo anterior está la renuencia de las autoridades a proporcionar información confidencial o que sea demasiado reciente. Por las causas anteriores esta investigación sólo cubre hasta el año de 1973; a pesar de ello, se piensa que esta es una buena aproximación para los propósitos de actualización que aquí se persiguen.

Por otro lado el trabajo hace básicamente hincapié en el aspecto energético de la producción petrolera. Hay dos razones

fundamentales para ello: 1.- Que una gran proporción de la producción final se destina a usos energéticos. 2.- Que el petróleo como producto energético, es un bien de características económicas únicas debido a que en el momento actual no existen posibilidades de sustitución de este recurso no renovable.

Creemos pertinente hacer otras aclaraciones más acerca del material estadístico empleado. En algunos textos referentes a esta materia ya venían realizados algunos cálculos útiles para nuestros propósitos. Cuando así sucedió se tomaron éstos como aceptables ya que se piensa que en una publicación oficial este tipo de estimaciones están hechas por gente especializada en esas tareas. Con respecto a lo anterior se tiene que en ocasiones las cifras estadísticas, provenientes de distintas fuentes y que se refieren a un mismo concepto no coinciden, debido principalmente a que son producto de estimaciones y extrapolaciones. En los casos en que se presentó este problema se optó por elegir cualquiera de ellas al azar, suponiendo que el grado de variación entre las mismas es, para nuestros propósitos, despreciable.

Finalmente queda sólo por corregir un error conceptual en el cual incurren los investigadores del Instituto Mexicano del Petróleo en el estudio que se cita sobre los energéticos. En dicho trabajo se emplean los términos de oferta y demanda indistintamente para referirse a cantidades ya realizadas o cantidades futuras. Esta omisión puede originar algunos errores de interpretación graves. El empleo de dichos términos en la forma citada parece ignorar la diferencia entre esas dos categorías analíticas que los economistas suelen llamar oferta y demandas

y que tan útiles han resultado para el análisis macroeconómico teórico. De acuerdo a ello siempre que la producción se refiera a hechos pasados debe llamarse, igualmente así, producción; y cuando se refiera al futuro, o sea a cantidades "planeadas" oferta. Del mismo modo para el caso del consumo, únicamente cuando las cifras que a este se refieran sean producto de alguna extrapolación o de un pronóstico es cuando se le debe llamar demanda.

CAPITULO I

EXPLORACION

EXPLORACION

Este primer capítulo está dedicado a analizar la evolución de las actividades exploratorias de Petróleos Mexicanos durante el período de 1965 a 1973.

Antes de comenzar propiamente lo que es el análisis es necesario dejar claros algunos aspectos de definición sobre este tema.

Se empezará por definir lo que es la exploración. La exploración petrolera se compone del conjunto de actividades de campo, laboratorio, y de oficina que tienen por finalidad descubrir nuevos depósitos de hidrocarburos o nuevas extensiones de los ya existentes.

Por otro lado la exploración petrolera se divide en cuatro etapas: 1.- Trabajos de reconocimiento. 2.- Trabajos de detalle. 3.- Estudios para la localización de pozos exploratorios. 4.- Análisis de los datos obtenidos para programar la perforación de nuevos pozos.

En lo que respecta a la perforación de pozos es importante señalar la diferencia que existe entre pozos de exploración y pozos de desarrollo. Esta aclaración es necesaria en virtud de que la no aclaración de esta diferencia puede ocasionar confusiones graves. Pozos de exploración son aquellos que se perforan con el objeto únicamente de obtener información acerca de las condiciones del subsuelo en un determinado lugar. Los pozos de desarrollo a diferencia de los pozos de exploración se perforan con el objeto de explotar campos petrolíferos que fueron previamente

analizados y estudiados a través de pozos exploratorios.

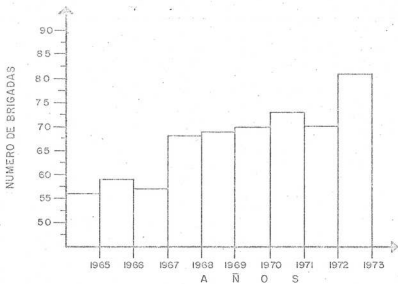
El análisis de la exploración petrolera en este capítulo se lleva a cabo a través del estudio de los diversos elementos que componen esta actividad. A cada elemento corresponde una sección del capítulo. La primera sección corresponde al estudio de las brigadas de exploración, la segunda analiza la perforación exploratoria, la tercera trata sobre descubrimientos. La cuarta sección está dedicada al estudio de la perforación de desarrollo y la quinta a la perforación realizada por contratistas. La sexta sección del capítulo es un poco diferente a las anteriores. En ella se analiza desde el punto de vista de la exploración, el problema del rezago de la producción con respecto a la demanda de hidrocarburos. Dicho rezago hizo crisis durante el principio de la década de los setentas, en que el país empezó a importar considerables cantidades de crudo para cubrir la brecha existente entre producción y consumo.

Por último, en la sección final del capítulo, se hace un breve resumen de los acontecimientos exploratorios más sobresalientes del período 1965-1973.

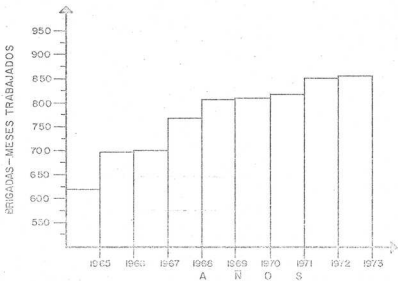
1.1.- Brigadas de Exploración

Trabajaron durante el período nueve diferentes tipos de brigadas diferenciándose unas de las otras en la clase de trabajo realizado. Los tipos de brigadas son las siguientes: Geología Superficial, Geología del Subsuelo, Sismología, Gravitimetría, Magnetimetría, Magnetimetría aérea, Sismología marina, brigadas combinadas de magnetimetría-Gravitimetría y brigadas de exploración marina.

BRIGADAS DE EXPLORACION



BRIGADAS DE EXPLORACION



De todos estos tipos de brigadas, las de geología superficial, Gravimetría y Magnetometría realizan trabajos en lo que se ha llamado líneas arriba, primera etapa del proceso de explotación; las brigadas de exploración sísmológica realizan trabajos que pertenecen a la segunda o la cuarta etapa del proceso.

Esta clasificación sirve para determinar cual de las etapas es más importante en cuanto al número de brigadas que emplea.

Para el año 1965 las brigadas que trabajaban en actividades de la primera etapa correspondían al 39% del total de 56 que trabajaron durante ese año, mientras que las que trabajaron en actividades de la segunda etapa correspondían al 37.5% del total.

Para 1970 las brigadas de la primera etapa fueron el 44% del total de 70, mientras que las de la segunda etapa fueron el 32% del total. Para 1973, 50% del total de 70 correspondieron a la primera etapa y 41.4% a la segunda etapa.

Las conclusiones que de esta investigación se derivan, son las siguientes:

a) Que del total de las brigadas que trabajaron en explotación 75 u 80% se dedicaron a actividades que pertenecen a las dos primeras etapas del proceso y que la tendencia en el periodo fue a que esta participación aumentara ya que de 76.5% en 1965 aumentó a 91.4% en 1973. Esta conclusión es importante pues, constituye una prueba de que la exploración fue de tipo extensivo, es decir que tendió a extenderse a nuevas zonas de la República. Esto demuestra que los descubrimientos de Samaria y Sitio

Grande no fueron producto de la casualidad y que un descubrimiento de ese tipo estaba siendo buscado desde hacia tiempo.

b) Que del total de brigadas que no realizan trabajos de la primera o segunda etapa, una gran mayoría se dedican a labores de la cuarta etapa, queriendo esto indicar que las actividades que pertenecen a la tercera etapa se realizan principalmente en laboratorio o en gabinete.

Una de las medidas del crecimiento de las actividades exploratorias en este período puede ser el estudio del comportamiento de la estadística que contiene el número de brigadas que trabajaron en cada año. Sin embargo, esta medida tiene un inconveniente; que nos dice la cantidad de brigadas que laboraron, pero no nos indica la intensidad con que trabajaron esas brigadas. Una de las estadísticas más indicadas para darnos una idea de este crecimiento es el número de brigadas-meses trabajados.

Además, -y este es el resultado más importante de este punto- de la comparación de las series Número de brigadas y brigadas-mes, trabajadas puede sacarse alguna conclusión acerca del aumento de la eficiencia en estas actividades.

Para empezar el análisis se tiene que la estadística del número de brigadas creció en el período a una tasa del 4.95%, mostrando que para 1965 trabajaron 56 grupos y que para 1973 se había llegado a 81 grupos, aunando a esto que la tendencia que la serie mostró al alza es suave y sin cambios bruscos.

Por otro lado la estadística de brigadas-meses aunque mostró una tendencia al alza mucho más estable, su tasa de crecimiento del 3.94% anual fue menor que la de la anterior serie.

Del análisis de estos resultados se puede sacar una conclusión: La diferencia entre estas dos tasas de crecimiento puede ser interpretada como que durante este período se observó un leve descenso en la eficiencia de las actividades exploratorias de PEMEX. Por supuesto que esta conclusión debe ser tonada con las reservas del caso ya que las bases para obtenerla son muy precarias.

1.2.- Perforación Exploratoria

"Conjunto de actividades por las cuales se comprueba la existencia de volúmenes en magnitud comercial, en aquellos lugares donde los estudios geológicos y geofísicos determinaron la existencia de una estructura favorable para la acumulación de hidrocarburos.^{1/}

La estadística de número de pozos de exploración, muestra durante todo el período un comportamiento muy desordenado, con alzas y bajas bruscas. (Ver tablas). En rigor, no se puede decir que señale una tendencia precisa aunque quizá con el súbito descenso de 1972 a 1973 se podría suponer que la tendencia es hacia abajo, pero no es nada seguro.

Por lo que respecta a lo que constituye el porcentaje de éxito de la perforación de exploración-número de pozos perforados que resultaron productivos entre total de pozos- se puede decir lo mismo que de la estadística anterior; pues aunque su comportamiento no fue tan anárquico; ésta al igual que la otra no muestra ninguna tendencia definida; (Ver tablas) ya que para 1965 un porcentaje de 20.9% de éxito, sube hasta 32% en 1966 y baja otra vez hasta 21% en 1972. En consecuencia puede decirse

ESTADÍSTICAS SOBRE EXPLORACION

	65	66	67	68	69	70	71	72	73
Porcentaje de Pozos marinos sobre el total de Exploración Perforados	-	6.5	7.4	5.3	4.5	9.2	5.8	8.4	18.4
Nuevos Cascos									
Aceite	9	7	10	9	12	10	8	11	6
Gas	11	11	4	11	5	3	9	5	6
Descubiertos									
Pozos de Desarrollo									
Número	222	143	364	451	385	393	387	288	319
Porcentaje de éxito	81	65	72	75	78	80	83	79	78
Pozos de Exploración									
Número	139	193	135	151	134	130	129	146	103
Porcentaje de éxito	20	33	27	25	30	23	23	21	25
Costo por Pozo (millones de pesos)	5.4	5.6	6.2	10.3	9.7	10.3	11.8	12.0	15.0
Profundidad por pozo. (miles de metros)	2.5	2.6	2.9	2.8	3.1	3.1	3.3	3.1	3.0

que difícilmente lograría extraerse ninguna conclusión del análisis de estos dos registros.

Sin embargo si se estudia la serie que indica costo promedio por pozo exploratorio perforado, se verá que tomar el número de pozos perforados por año como indicador del grado de avance de las actividades exploratorias es un error, pues este último registro señala una firme tendencia al alza con una tasa de crecimiento anual promedio del 15.3%.^{2/} Este resultado, lleva directamente a la hipótesis de que la perforación exploratoria se vuelve cada vez más difícil y complicada y por lo tanto costosa. No obstante, para corroborar esta conclusión se necesitaría analizar también, la estadística de la profundidad promedio por pozo de exploración perforado. Esta nos muestra un crecimiento bastante considerable de 1965 en que se perforaron 2 556 metros por pozo a 1971 en que se perforaron 3 283 metros promedio. No obstante para los años de 1972 y 1973 se experimentó un descenso hasta llegar a 3 007 metros por pozo en este último año; pero a pesar de esto la tasa de crecimiento en este renglón para todo el período fue de 2.13% anual. Lo que confirma la conclusión anterior, con todas las reservas del caso.

1.2.1.- Perforación marina. Por otro lado tenemos que en total el promedio de pozos de exploración marinos del total de exploratorios perforados se fijó en un 7.4% del total, para todo el período. Sin embargo, hay que aclarar que este promedio fue empujado hacia arriba en forma acentuada por el salto de 1972 a 1973 en que pasó de un 8.4% en el primero de estos a un 18.4% para el segundo. Para el lapso que abarca de 1966 a 1972

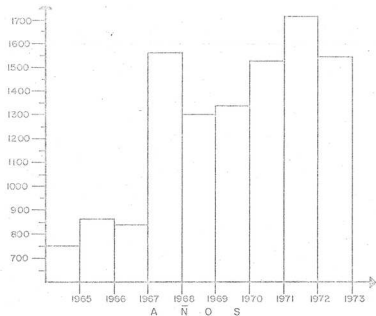
el promedio fue de un 5.8% de pozos marinos del total de pozos perforados (Ver Tabla).

1.3.- Nuevos Descubrimientos

Se entiende por campo petrolífero aquel depósito de hidrocarburos situado dentro de una misma estructura geológica. Un campo puede estar formado por uno o varios mantos. En consecuencia podría denominarse como manto "toda aquella acumulación de petróleo contenida en un recipiente subterráneo y natural, separado y único"^{3/} Una vez establecidas las acepciones que damos a los términos de campo y manto petrolífero puede pasar a hablarse de nuevos descubrimientos.

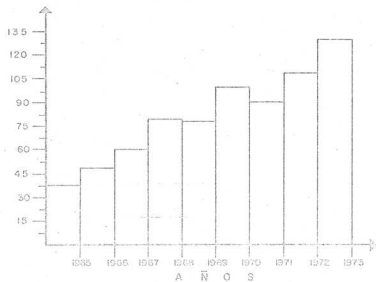
La revisión del registro de nuevos campos descubiertos muestra que esta variable no parece mostrar una tendencia definida. Ello puede explicarse en parte por el carácter aleatorio de la exploración petrolera ya que ... "no obstante los adelantos logrados en las técnicas exploratorias, todavía no se cuenta con un método directo capaz de definir con exactitud la existencia... [en el subsuelo] de hidrocarburos".^{4/} Por otro lado, en lo que respecta a la proporción de campos de gas y campos de aceite tampoco se puede concluir nada en concreto, ya que aunque en total durante todo el período en estudio se descubrieron 82 campos de aceite por 65 de gas -o sea 12% más de aceite que de gas-, hubo varios años en que los descubrimientos fueron mayores para el gas que para el aceite.

MILLONES DE PESOS



COSTO PROMEDIO POR CAMPO DESCUBIERTO

MILLONES DE PESOS



NUEVOS CAMPOS

	1965	66	67	68	69	70	71	72	73	Total
Aceite	9	7	10	9	12	10	8	11	6	82
Gas	11	11	4	11	5	3	9	5	6	65
Totales	20	18	14	20	17	13	17	16	12	
Costo del campo promedio*	38	48	60	78	77	103	90	107	129	

* En millones de pesos

Siguiendo dentro de este mismo punto, existe otra medición que puede echar luz sobre el problema; y este es el cálculo del costo promedio por campo descubierto. La tasa de crecimiento anual para el período en este renglón fue 17.4% -muy alta- lo cual viene a corroborar el creciente encarecimiento y dificultad de la exploración.

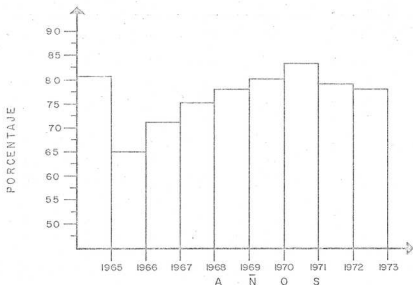
1.4.- Perforación de Desarrollo

"La comprobación de la existencia de reservas, su valoración y la posibilidad de disponer de ellas, se realiza por medio de pozos de desarrollo"^{5/}.

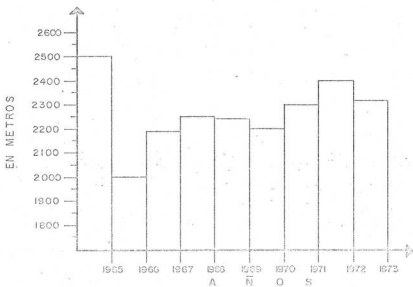
Por lo que respecta al número de pozos de desarrollo el comportamiento de su gráfica es muy disparejo al igual que la de pozos de exploración, aunque es indudable que muestra una clara tendencia al alza. Su tasa de crecimiento en el período fue de 13.3% anual.

Las actividades de desarrollo a diferencia de las de ex-

PORCENTAJE DE EXITO DEL TOTAL DE POZOS DE DESARROLLO



PROFUNDIDAD PROMEDIO POR POZO



ploración son de carácter menos aleatorio y en ellas la fortuna y el azar juegan un papel menos importante porque la actividad de desarrollo es un proceso de inversión que se realiza en condiciones de poca incertidumbre^{5/} Esto sale a colación aquí porque, si es cierto lo anterior; no hay razón por la cual su comportamiento en el tiempo sea tan errático. La conclusión más lógica que se puede derivar es que ello se debió a las limitaciones financieras a las que se ha enfrentado siempre PEMEX y que la han limitado en el cumplimiento de sus planes de desarrollo.

Otro aspecto importante que se puede analizar en este renglón, es el porcentaje de éxito del desarrollo; que se define como la proporción de pozos productivos del total de perforados. (para desarrollo).

El comportamiento de esta serie también ha sido bastante errático: Para 1965 se sitúa en 81% para bajar bruscamente hasta 65% en 1966, y a partir de ese año inicia el ascenso hasta llegar a 83%, en 1971. Este indicador constituiría una medida ideal del incremento o decremento de la eficiencia en estas actividades. Sin embargo, con estos resultados sería muy aventurado hacer una afirmación así, en cualquiera de los dos sentidos. Se cuenta con otro elemento, por medio del cual también sería factible medir la eficiencia del desarrollo. Este es la estadística del promedio de metros perforados por pozo. Empero ésta muestra un comportamiento muy parecido al de las otras dos variables sobre todo a la segunda de ellas con la característica común del gran descenso para 1966; por lo tanto no aporta na

da nuevo al análisis.

Del total de pozos de explotación perforados algunos son para desarrollar depósitos de aceite y otros para desarrollar depósitos de gas. En el transcurso de estos 9 años (1965-73), esta proporción ha sufrido una evolución constante la cual es indicadora de factores importantes. Para 1965 esta razón se hallaba 70.5% de los pozos exitosos para obtener aceite y el resto gas; durante todo el resto de los años esta relación subió hasta llegar a 88.3% de aceite para 1972. Esta tendencia viene a corroborar dos hechos acerca de las actividades de exploración y producción, tanto para el aceite como para el gas; y de los cuales se ha hablado mucho: (a) que los incrementos tan considerables en la producción de gas a partir del inicio de la década de los sesentas "se efectuaron en los pozos productores [de gas] ya descubiertos, así como la recuperación del gas asociado al crudo".^{2/} De esto se desprende que, como efectivamente sucedió, los incrementos en la producción de gas se llevaron a cabo a través de la habilitación de los pozos existentes y por lo tanto la necesidad de descubrir depósitos no fue un factor decisivo en este proceso. Por lo tanto, la preocupación de PEMEX acerca de este problema fue -durante todo el período- la inversión en las instalaciones y los equipos pertinentes para poder llevar a cabo esta explotación.

Toda esta política se refleja y está respaldada por la evolución de las cifras, ya que como se muestra en la gráfica; cada año fue mayor la importancia; medida ésta en número de pozos, que se le dio al desarrollo de campos de aceite. Por otro

lado, en lo que se refiere a las predicciones de la producción de gas hasta el año 1982, se piensa que ésta tendrá la misma tónica y se enfrentará a los mismos problemas que en la década anterior ya que "se verá supeditada a que las inversiones en equipos sean oportunas y eficaces.^{8/}

Finalmente, al estudiar el tema de la perforación de desarrollo surgieron dos hechos curiosos que sería interesante estudiar: El primero se refiere al descenso brusco que las gráficas de "Número de Pozos" "Profundidad promedio por pozo" y "porcentaje de éxito" muestran para el año de 1966. El segundo es acerca de la correlación entre las variables, "número de pozos perforados" y "total de metros perforados".

Lo importante aquí, con respecto al primer punto, es realizar una indagación para comprobar si se pueden descubrir las causas de este hecho. La primera pista que se puede seguir es la de investigar los gastos en perforación. Desgraciadamente éstos no vienen desagregados en perforación de exploración y perforación de desarrollo y su estudio no muestra ninguna anomalía ni en su tendencia ni en su monto, ya que los gastos totales fueron 752, 864 y 838 millones de pesos para 1965, 1966 y 1967. Más aún, hay un descenso de 1966 a 1967. La situación para gasto promedio por pozo es semejante, ya que señala 5.4, 5.6 y 6.3 millones de pesos para 1965, 1966 y 1967, en consecuencia, en este sentido no se saca nada en claro. Si se toma el indicador brigadas-meses, la situación es exactamente igual a la anterior. Otras dos variables que se analizaron en forma semejante fueron ventas interiores totales de PANEX e inversiones de la institu-

ción. Poco se esclareció del análisis de la primera, pues los datos no muestran ninguna anomalía en su estable tendencia creciente. Por lo que respecta a las inversiones, éstas en lugar de descender se incrementaron en un 56.5% de 1965 a 1966. El último elemento de análisis con que se cuenta son las reservas, pero estas ni en términos totales ni en términos de la razón reservas/producción dan alguna explicación del hecho ya que estas últimas incluso subieron de 21 en 1965 a 22 en 1966.

Entonces, resumiendo toda la información, se tiene que en las actividades de perforación de desarrollo los registros de "total de pozos perforados" "profundidad promedio por pozo" y "porcentaje de éxito en la perforación" muestran un grave descenso para 1966, mientras que las estadísticas "Gastos en Exploración" "brigadas-meses trabajados" "Inversiones", "Ventas" y "Reservas", no muestran ninguna alteración significativa, lo que conduce a la tesis de que dichos descensos se debieron a una disminución en la eficiencia de dichas actividades.

El segundo punto, se refiere a la correlación entre las variables, "número de pozos" y "total de metros perforados". Calculando el coeficiente de correlación de ambas variables se obtuvo un valor de $r = .99$ lo cual nos lleva a concluir que en general la profundidad de los pozos de exploración no ha variado significativamente en el período de estudio. Este resultado viene a corroborar el carácter de actividad planificada; tipo inversión, que tiene el desarrollo, y del cual hablaremos extensamente en el capítulo correspondiente a reservas.

1.5.- Pozos Perforados por Contratistas

Es importante estudiar los pozos perforados por contratistas pues su análisis puede ser un elemento importante para medir el grado de dependencia de Pemex con respecto a empresas privadas; ya sean extranjeras o nacionales, en lo que se refiere a la exploración. La hipótesis que se desea probar es que esta dependencia ha disminuido.

Los dos registros que pueden ser indicadores de la evolución de esta actividad son "Total de pozos perforados" y "total de metros perforados". Ambos muestran una tendencia descendente en el período; el segundo con una tasa de decrecimiento anual promedio 7.4% y el primero con una tasa de 6%. Sin embargo hay que señalar que la tasa de este último está fuertemente sesgada hacia abajo a causa del brusco descenso de 1965 a 1966; ya que de 74 pozos perforados en 1965 la estadística descendió a 23 pozos en 1966. Por lo que respecta al "promedio de metros perforados por pozo", estos tuvieron un crecimiento poco significativo con descensos y subidas bruscas de la gráfica; la media fue de 2 947 metros promedio por pozo, mayor que 2 467 que fue la media de profundidad para el total de pozos perforados. La demostración de que esta diferencia es significativa es que la proporción media de pozos perforados por contratistas con respecto al total es de sólo 5.5% para el lapso de 1966 a 1973. Aunado a esto se tiene el hecho de que para todos los años de estudio el promedio de profundidad por pozo para contratistas fue mayor que el promedio total. Este resultado conduce a proponer la posibilidad de que, por pro-

ESTADISTICAS SOBRE EXPLORACION

	65	66	67	68	69	70	71	72	73
Pozos de Desarrollo:									
Productores de Aceite	-	-	184	255	225	262	275	203	215
Productores de Gas	-	-	77	85	74	53	46	27	34
Pozos Perforados por									
Contratistas:									
Número	74	23	30	31	24	27	22	28	25
Miles de metros Perforados	194	70	81	79	71	88	80	87	68

blemas de especialización y equipo, la perforación más profunda y por lo tanto la más ardua sea realizada por los contratistas particulares.

Por otro lado la demostración del descenso de la perforación de los contratistas, constatada por el análisis de las variables analizadas inicialmente, nos llevan a aceptar la hipótesis del incremento en la autosuficiencia de PEMEX, en lo que se refiere a actividades de perforación.

1.6.- ¿Ha sido la Insuficiencia en la Exploración la Causa de la Necesidad de Importar Crudo?

Nada pareció preocupar más al gobierno mexicano que el creciente déficit de la balanza comercial de PEMEX de 1965 a 1973. El superávit de los sesentas se convirtió en déficit por primera vez en 1970 y aumentó en 71 y 72. Para 1972 las importaciones de crudo eran 27% de las importaciones totales de PEMEX y el primer renglón de la cuenta de importaciones.^{9/}

En esta sección se intentará probar si es real que la necesidad de importar crudo se debió a la insuficiencia de atención en las operaciones de exploración. Esto se hará comparando las estadísticas y las tasas de crecimiento de aquella variable que mejor describa el desarrollo de la exploración con otros indicadores. Para representar a la exploración se eligió a "gastos en exploración por año". Estas se compararon con "ventas totales de la Empresa" (Ventas Interiores más exportaciones), "producción de crudo" (incluyendo condensados más líquidos de absorción) y "demanda de petróleo". El criterio para elegir "gastos

en exploración" es que se desea saber cual fue la política administrativa de la Dirección a este respecto y para ello no hay mejor indicador que conocer el monto de recursos financieros canalizados por la empresa al desarrollo de estas actividades.

Por otro lado, como se iban a comparar dos variables que vienen dadas en precios corrientes: "ventas" y "gastos en exploración" con "producción" y "demanda" que vienen medidas en unidades físicas, hubo necesidad de deflacionar los valores de las dos primeras, de acuerdo al índice de precios, con el objeto de que los incrementos en las cifras debido al aumento de precios no repercutiera en el cálculo de las tasas de crecimiento de estas variables, y que como consecuencia introdujera un sesgo indeseable en la comparación.

Las cifras parecen refutar la hipótesis planteada, ya que se tiene que mientras los gastos en exploración a precios constantes, crecieron a una tasa promedio del 6.2% anual, esta misma tasa para las "ventas", "producción" y "demanda" fue de 5.04%, 4.85% y 5.9% respectivamente. La conclusión obligada parece ser que la escasez de crudo queda mejor explicada por la brecha entre las tasas de crecimiento de "producción" y la "demanda", que al final de cuentas, sólo representa la ausencia de descubrimientos de yacimientos ricos y accesibles, en los últimos años.

1.7.- Acontecimientos Importantes

Las actividades exploratorias de PEMEX avanzaron también en términos cualitativos. Así se implantaron nuevas técnicas entre las que vale la pena resaltar la exploración de mucha pro-

fundidad.

La exploración de profundidad empezó a dar sus frutos en el año de 1968. Durante este año fueron perforados en la Zona Norte 3 pozos profundos que descubrieron nuevas formaciones y en Poza Rica un pozo profundo descubrió yacimientos más profundos que los ya conocidos. Además fue en este año, cuando iniciaron sus operaciones las brigadas de exploración de tipo especial como son las de Magnetometría aérea y sismología marina. Por otra parte, en 1969 se terminaron de instalar en Tampico, Poza Rica y Coatzacoalcos 3 centros de procesamiento analógico para información de sismología, además del de Transferencia Analógico-Digital en Reynosa. Para el año de 1970 todos los procesos Analógico-Decimales de la información exploratoria se realizaron en los Centros de Cálculo de PEMEX. Este fue un acontecimiento importante en lo que se refiere a lograr la autonomía de la Institución en los estudios exploratorios de gabinete. Con este hecho PEMEX dejó de depender de los contratistas extranjeros para la realización de estos trabajos. Un año más tarde en 1971, se inició el programa de revaluación de la información geológico-petrolera; con el objeto de jerarquizar los trabajos futuros de exploración y hacer posible una planeación a más largo plazo de las actividades exploratorias. Además en este año fue cuando se creó el Centro de Proceso Digital del Instituto Mexicano del Petróleo.

Finalmente el acontecimiento petrolero más importante del período 1965-73; fue el hallazgo de yacimientos de hidrocarburos más trascendental de los últimos diez años. El descubri-

miento en el Estado de Chiapas de una área petrolera de 300 Km² aproximadamente.

Es necesario hacer mención también del hecho de que fue en el año de 1973 cuando se implantó la política de iniciar los trabajos de exploración en áreas antes no investigadas.

CAPITULO II

RESERVAS

RESERVAS

En este capítulo se definirá en principio lo que se entiende por reservas de hidrocarburos. Se dará una explicación breve, de como se estiman las reservas y citando a varios autores intentaremos explicar las causas de que estas estimaciones sean de carácter acentuadamente relativo y aproximado.

A continuación se aclararán algunos conceptos sobre este tema y que a menudo son objeto de malas interpretaciones y confusión. Finalmente, se estudiará la evolución de las reservas petroleras en México durante el período en estudio, el constante decrecimiento de la razón reservas/producción y por último se analizará la posición que ocupa México en este rubro en el concierto mundial y algunas de sus implicaciones para el futuro.

2.1.- Definición de Reservas

Existen tres tipos de reservas de hidrocarburos; "probadas", "probables" y "posibles". Estas se clasifican así, en base al grado de certidumbre o incertidumbre que se tenga al hacer su evaluación.^{10/}

Antes de dar alguna definición de lo que se entiende por reservas es necesario dejar bien claro tres puntos: En primer término, especificar cuáles son los criterios técnicos que se siguen para la determinación de las reservas "probadas", la diferencia que existe en el concepto de reservas "probadas" y lo que se llama petróleo in-situ, y la diferencia entre reservas probadas y otro tipo de conceptos, como son las predicciones de producción.

El primer aspecto que debe apuntarse, es que las reservas son el producto o la consecuencia de lo que se llama actividades de desarrollo, mientras que los depósitos de hidrocarburos in-situ o yacimientos, son producto de las actividades de exploración. Adelman explica esto claramente de la siguiente manera: "Los trabajos de exploración generan depósitos de petróleo in-situ, mientras que las actividades de desarrollo, se realizan para crear capacidad productiva y reservas, que es lo que se conoce como el inventario disponible y que constituye sólo una pequeña fracción del petróleo in-situ."

Más adelante, el autor señala porque es tan importante subrayar esa diferencia: "Esta distinción debe ser realizada porque existe una profunda diferencia entre las dos actividades. [exploración y desarrollo]. La exploración es una actividad que implica el reconocimiento de pocas probabilidades de éxito en el futuro. En contraste, el desarrollo es un proceso de inversión que se desarrolla en condiciones de poca incertidumbre, dentro del cual los costos futuros pueden ser estimados de datos obtenidos a partir de operaciones pasadas".^{11/}

De esta nota tomada del libro de Adelman sacamos la primera conclusión acerca de la diferencia entre depósitos de hidrocarburos y reservas "probadas": las reservas probadas no son otra cosa que aquellos depósitos que son susceptibles de explotación comercial. El problema que ahora se presenta, es dilucidar que se entiende por "susceptibles de explotación". Los conocedores de la materia afirman que para que esto se cumpla se deben cubrir dos requisitos: (a) que los yacimientos en cuestión pue-

dan ser explotados económicamente con las técnicas conocidas y
(b) Que esos yacimientos estén ya dotados de los equipos e instalaciones pertinentes.

El primero de estos requisitos ya se había mencionado más o menos implícitamente en la cita de Adelman, en cambio el segundo merece mayor explicación.

Con respecto al primer requisito el elemento importante es el factor de recuperación de los yacimientos; en relación a ello puede decirse que "al hacerse referencia a las reservas "probadas", debe sobreentenderse que se trata del volumen económicamente recuperable con las técnicas conocidas, y no de todo el volumen que se encuentra en el yacimiento, del cual sólo una parte es recuperable".^{12/} Otro autor explica esto mismo afirmando que "las estimaciones de reservas probadas excluyen los depósitos de hidrocarburos conocidos pero que no son objetos de explotación (económica) viable utilizando las técnicas corrientes.

Los factores de recuperación en el caso del petróleo varían del 15% al 20% con sistemas de recuperación primaria y del 30% al 40% con recuperación secundaria. En el caso del gas la recuperación alcanza del 90% al 95%, dependiendo del tipo de fluido y de la presión de abandono de los yacimientos.^{13/}

Así, el concepto de reservas probadas resulta ser mucho más riguroso y estrecho de lo que se pensaba. La lógica para introducir esta restricción es al parecer el deseo de que el renglón de reservas probadas incluya sólo a todos aquellos depósitos capaces de ser explotados en el momento y sin necesidad

de ninguna inversión adicional. Desde el punto de vista cronológico esta restricción exige inmediatez y desde el punto de vista económico sólo "costos de operación normales" para producir.

Sin embargo, la delimitación del concepto de reservas probadas por lo que respecta a este segundo requisito es todavía mayor debido a que "las estimaciones de hidrocarburos comercialmente recuperables [equivalente a reservas probadas] son generalmente hechas no con referencia a los métodos tecnológicos existentes sino [con referencia] a los sistemas de producción en uso en ese momento".^{14/} Esto es consecuencia de que siempre transcurre un lapso de tiempo generalmente considerable desde el momento en que se lleva a cabo una mejora tecnológica hasta el momento en que ésta se implementa en las operaciones corrientes.

Toda esta argumentación tiene importantes implicaciones por lo que se refiere al momento en que algunos yacimientos pueden pasar a formar parte de las reservas probadas, como consecuencia de alguna mejora tecnológica. A ese respecto las autoridades en la materia han fijado una norma convencional que es la siguiente: "Las reservas provenientes de la aplicación de técnicas de recuperación mejoradas, pueden ser incluidas dentro de las [reservas] "probadas" sólo si los equipos [de explotación] han sido ya [debidamente] instalados o al menos que se hayan realizado pruebas exitosas en un proyecto piloto".^{15/}

En algunas ocasiones el concepto de reservas "probadas" ha sido confundido con las predicciones de producción realizadas sobre ciertos yacimientos. Es importante subrayar esta distinción

pues puede ocasionar errores graves de interpretación. Un ejemplo de ello, se suscitó recientemente, cuando se anunciaron públicamente descubrimientos de ricos yacimientos en Alaska. "Al principio se dijo que estos depósitos contenían de 5 a 10 billones de barriles. Estas eran las reservas que se esperaba desarrollar en el futuro. Ocho meses más tarde se realizaron implícitamente unas predicciones de las reservas cuando se anunció que el oleoducto que se iba a construir tendría una capacidad de 2 millones de barriles diarios, lo que indica una cantidad de 15 billones de barriles en 20 años."

El error aquí consistió en realizar una estimación de las reservas a partir de la extrapolación al futuro, de la capacidad de transporte del oleoducto, que se iba a construir. "Por lo tanto"; concluye la cita, "es un error comparar las predicciones con las reservas probadas y estas con el petróleo in-situ".^{16/}

Finalmente, después de haber hecho estas aclaraciones, puede citarse una de las tantas definiciones existentes de reservas "probadas" y de petróleo in-situ, y que tiene la ventaja de incorporar el aspecto económico al aspecto ingenieril de ambos tipos de depósitos:

Petróleo in-situ es un recurso obtenido a través de las actividades de exploración. Las reservas "probadas" son esa parte del petróleo in-situ que ha sido desarrollado para la producción, por las operaciones de perforación de pozos y las instalaciones de los equipos necesarios.^{17/}

Sin embargo, no existe una definición precisa de lo que

son reservas "probadas" ya que en su evaluación no dejan nunca de participar las estimaciones y los juicios subjetivos, además de que su medición se elabora siempre sobre una base transitoria que son "los sistemas corrientes de producción en uso".^{18/} Al respecto se afirma en el reporte de la OECD sobre el petróleo, que "no se puede dar una definición consistente y rigurosa de lo que se entiende por reservas "probadas". Lo que es más, el volumen de petróleo in-situ nunca puede ser determinado con toda precisión aun en un campo perfectamente delimitado. Las estimaciones de reservas "probadas" tienen poco significado por lo que respecta a las disponibilidades absolutas de petróleo en el mundo, su valor radica en que indican la localización de reservas conocidas en un momento dado en el tiempo y en que son una medida de la cantidad de petróleo disponible de acuerdo a las técnicas actuales de explotación y a sus costos corrientes."^{19/}

Además de la cuestión de la definición de reservas existen otros aspectos conceptuales de importancia para este capítulo.

El primero se refiere al estado natural en que se encuentran los hidrocarburos depositados en el subsuelo. Comúnmente se piensa que el petróleo se encuentra en el subsuelo en una forma líquida, contenido este en una capa geológica impermeable. Sin embargo los hidrocarburos existen en el subsuelo en forma no líquida. A tales depósitos se les conoce con el nombre de "petróleos sintéticos" y estos provienen de acumulaciones de arcillas petrolíferas, también conocidas con el nombre de "lutitas bituminosas", depósitos de arenas de alquitrán y del carbón. Al petró

leo depositado en el subsuelo en mantos líquidos se le llama petróleo crudo convencional. En México, hasta la fecha, no se han encontrado depósitos de lutitas bituminosas o de arenas de alquitran por lo tanto todas las estadísticas de reservas de petróleo se refieren a petróleo crudo convencional.^{20/}

Otro aspecto importante que hay que aclarar es el que se refiere a las unidades en que se miden las reservas. En términos físicos pueden ser utilizadas unidades de volumen o unidades de capacidad energética. En términos económicos, sin embargo, la expresión de las reservas en los términos anteriores no tiene ninguna relevancia, ya que las medidas de reservas para que tengan alguna significación económica deben estar hechas con referencia al consumo o a la producción corriente. Esta es la razón por la cual se diseñó la razón reservas/producción.

De acuerdo al cálculo de las razones reservas/producción los países productores han fijado una regla convencional, indicadora de los niveles a los cuales es deseable que se mantengan las reservas en base a los niveles de producción que el país en cuestión tenga.

En México se considera que como medida de seguridad la razón reservas/producción debe ser de 20 o más. Sin embargo, sabemos que en nuestro país, esta razón, tanto para el petróleo como para el gas natural ha mostrado una tendencia descendente desde principios de la década de los sesentas.

La importancia de la norma anterior radica en el hecho de que el deseo de mantener la relación reservas/producción a niveles aceptables puede tener importantes repercusiones en el

futuro, sobre la tecnología, la producción y el consumo de petróleo. Lo mismo podemos decir acerca de las normas y las regulaciones sobre contaminación ambiental.

Por último es necesario aclarar que todas las cifras de reservas publicadas por PEMEX se refieren a reservas probadas.^{21/}

2.2.- El Caso de México

El conocimiento de los recursos energéticos de un país es, fundamental para determinar el modelo de desarrollo económico a seguir, así como para señalar las posibles alternativas o variantes que este pueda tener, de acuerdo a las restricciones que la dotación de estos recursos le impongan a la nación en cuestión.

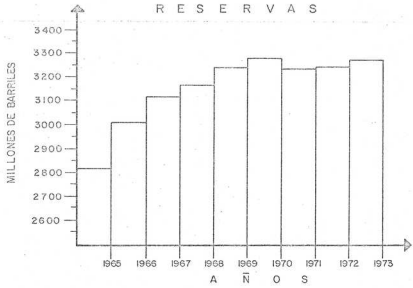
El estudio y el control de las reservas es de tal modo trascendental, porque es el principal elemento para poder establecer; sobre bases razonables, las posibilidades existentes de producción futura. Su importancia radica también en que sirve como indicador del grado de urgencia que se tenga de incrementar las actividades exploratorias. Por otro lado, señala el monto en que es necesaria la importación de energéticos con su consiguiente repercusión sobre la balanza de pagos.

Finalmente será una medida de las necesidades de tecnología que se tengan, así como de la orientación que deba tomar ésta, en materia de energéticos.

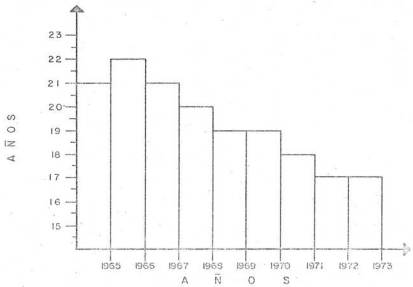
El primer paso que se debe dar para conocer el estado y la evolución de las reservas de hidrocarburos en los últimos 10 años es estudiar el comportamiento que han mostrado las relaciones reserva/producción. Las gráficas nos muestran que éstas han

RESERVAS Y RAZON RESERVAS/PRODUCCION PARA CRUDOS Y CONDENSADO

RESERVAS



RELACION RESERVAS/PRODUCCION



venido descendiendo desde 1960 tanto para el petróleo crudo como para el gas natural.

En el caso del petróleo crudo se tiene que mientras que la relación era para 1965 de 21 años en 1970 ya había descendido a 19 y en 1972 había llegado a 17.

Con respecto al Gas Natural se tiene que la relación en 1965 era de 23 años, en 1970 de 17 y para 1972 ya había alcanzado el valor de 16.

En el caso del petróleo se tiene que este descenso se ha debido a la falta de descubrimientos importantes a la vez que el ritmo de crecimiento de la producción ha sido bastante elevado. Esto se puede demostrar fácilmente pues la tasa de crecimiento de las reservas de petróleo fue del 1.84% anual promedio, mientras que la de la producción fue de 4.1% promedio anual.

Para el caso del gas natural, tanto el lento crecimiento de las reservas como el acelerado desarrollo de la producción cooperaron al acentuado descenso de la relación reservas/producción. Por un lado las reservas de este hidrocarburo crecieron lentamente debido a las mismas causas que en el caso del petróleo, es decir falta de descubrimientos sobresalientes. Por el lado de la producción la cuestión fue diferente ya que el gas se enfrentó a condiciones de oferta diferentes de las del petróleo, debido a que este hidrocarburo sólo se empezó a explotar intensivamente a partir de principios de los sesentas, años en los que se inició un programa masivo de inversiones en equipos de recolección. Las reservas de gas crecieron a una tasa del 4.2% mientras que la producción lo hizo a 8.6% anual.

Si comparamos la diferencia entre las tasas de crecimiento de Reservas y de la Producción para ambos tipos de hidrocarburos veremos que la brecha entre ambas tasas es de 2.16% anual para el petróleo y 4.4% para el gas natural lo que nos indica que la razón reservas/producción debió haber descendido más rápidamente para el gas que para el petróleo, como efectivamente sucedió.

La relación reservas/producción para el petróleo (crudo + condensados) fue de 21 años en 1965 y bajó hasta 17 años en 1973; durante el período solo experimentó un alza, en el año de 1966 en que subió hasta 22.3 para seguir bajando en los años siguientes. La tasa de decrecimiento de esta relación para el período fue de 2.71% anual promedio.

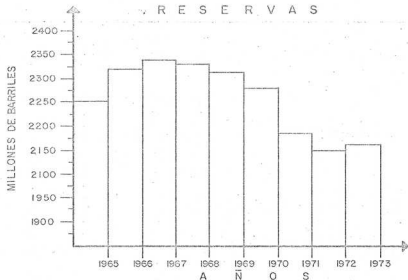
Para el caso del gas tenemos que la relación reservas/producción descendió en forma mucho más rápida que lo del petróleo, ya que mostró una tasa de decrecimiento del 4.69% anual promedio y sin experimentar ningún aumento.

Al estudiar estas tendencias la interpretación lógica que se debe dar es que de no suceder un acontecimientoafortunado que modifique o revierta éstas, México se verá obligado en un futuro próximo a recurrir al mercado externo para abastecer su demanda interna de hidrocarburos.

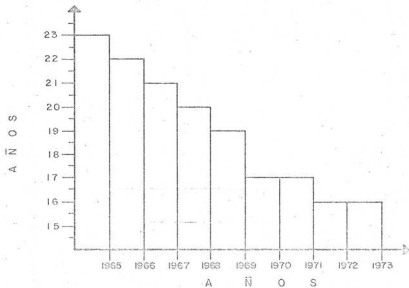
Sin embargo, nuevos acontecimientos se han sucedido que hacen necesaria una revaluación de tales pronósticos; éstos son los descubrimientos de los campos de Samaria y Sitio Grande en Chiapas. Aunque la fecha en que estos campos empezaron a producir importantes cantidades y en que se valoró en su justa dimen-

RESERVAS Y RAZON RESERVAS/PRODUCCION PARA GAS NATURAL

RESERVAS



RELACION RESERVAS/PRODUCCION



sión, la riqueza de sus yacimientos cas fuera de 1973 que es el último año que cubre este estudio, es conveniente que se diga algo de ellos, porque constituyen las expectativas más alentadoras que se tienen en términos de energéticos.

Por lo reciente de su descubrimiento y por la fase inicial en que se encuentran los trabajos de desarrollo, no existen todavía estimaciones rigurosas de las reservas que contienen.

Sin embargo, ya se tienen algunas noticias de la cuantía de sus riquezas, además de los cálculos y las proyecciones realizadas por los técnicos en la materia.

El descubrimiento de estas zonas se realizó en el año de 1972 "Se hicieron los primeros descubrimientos en el Estado de Chiapas, considerándose por la producción e información que han aportado los primeros pozos productores, que es el hallazgo de mayor importancia hecho en los últimos 10 años".^{22/}

Por medio de los informes del director de los años 74 y 75, podemos obtener algunas indicaciones del monto de estas reservas y en base a ellas se pueden realizar algunas estimaciones de su cuantía.

Tenemos por lo menos un indicio del cual podemos partir para hacer una estimación de las reservas "probadas" de estos campos. Este se basa en la afirmación que se ha repetido tantas veces en los últimos meses de que estos descubrimientos van a hacer a México autosuficiente, por lo menos hasta principios de la década de los ochenta.

Para poder realizar estas estimaciones, es necesario ha-

cer un supuesto acerca del comportamiento de la razón reservas/producción. Se supondrá que la razón reservas/producción se mantendrá, dentro de estas nuevas áreas petroleras, en una relación de 17 a 1, para el período que abarca de los años de 1973 a 1980. La justificación para la elección de tal valor es el hecho de que esa es la cifra que muestran las estadísticas, correspondiente a la razón reservas/producción para el petróleo crudo, en el año de 1973.

La estimación se realizó de la siguiente forma: Antes de haberse realizado estos nuevos descubrimientos se hizo una proyección de la producción interna de crudo, cuyo resultado dio que para 1982 esta iba a ser de 212 millones de barriles de crudo y condensados. El siguiente paso consistió en hacer un cálculo del monto de la demanda de crudo. Había dos alternativas para esto: (a) Tomar el dato que nos daba la proyección de las importaciones de crudo para 1982, sumársela a la cifra de producción proyectada, citada líneas atrás y considerar ese dato como la demanda para el año o tomar la cifra que da la proyección de la demanda de hidrocarburos para este año y restarle a ésta el porcentaje que se predice le corresponderá al gas natural, pues este dato no se da desagregado.^{23/} Al hacer los cálculos de la primera alternativa se obtuvo un resultado de 394 millones de barriles, mientras que los cálculos de la segunda alternativa, dieron un resultado de 481 millones de barriles, ambas para el año de 1982. Se optó por elegir esta última debido a que la proyección de la primera está realizada de acuerdo a la capacidad de refinación que se proyecta tener en 1980 mientras que la se-

gunda se basa directamente en la extrapolación de las cifras de demanda. Si restamos la oferta esperada para 1982 de la demanda proyectada para ese año tendremos que la diferencia es de 269 millones de barriles; y que esta cifra; de acuerdo con nuestra hipótesis, debe ser la producida por estas zonas, para ese año. Recordando el supuesto que hicimos acerca de la razón reservas/producción se tiene que si se mantiene ésta en 17 a 1, las reservas "probadas" para las nuevas áreas serán de 4.573 millones de barriles.

Si a esta cifra se le suman las reservas que todavía mantendrían, para esta fecha, las antiguas zonas de producción, se tendrá un total de 7 647 millones de barriles aproximadamente.

Cifra que en la realidad sólo se alcanzaría si las reservas "probadas" totales, crecieran a una tasa anual del 19.1% para el lapso de tiempo que va de 1974 a 1982.

Por otro lado también sería muy importante hacer una estimación de la posible contribución futura de estos descubrimientos a las reservas de gas natural, ya que se tienen noticias que los nuevos depósitos también son activos productores de este hidrocarburo. Hoy por hoy "por cada millar de barriles [de crudo] se obtienen 1.64 millones de pies cúbicos de gas natural asociado"..... "equivalentes al 24% de la producción nacional de ese hidrocarburo".24/

Sin embargo esta estimación tendrá un carácter mucho más relativo que la del petróleo crudo por dos razones: la primera es que existe una situación de mayor incertidumbre con respecto

a las reservas de gas, por el comportamiento descendente que han mostrado éstas desde el año de 1968 y porque este cálculo se realizó en forma indirecta; tomando como base las reservas de crudo.

La proporción de las reservas de gas natural con respecto a las de petróleo ha mostrado una tendencia descendente; sin ninguna variación, desde el inicio del período. Para 1965 correspondían al 79% con respecto a las reservas de petróleo y descendieron durante todos esos años hasta llegar al 66% en 1973.

Aquí se supondrá que durante toda la década futura, hasta el año de 1982, esta última relación se mantendrá constante. De acuerdo a lo anterior se tiene que las reservas de gas, consideradas en barriles de petróleo, tendrán que corresponder para 1982 al 66% de las estimadas para el crudo.

Entonces se tiene que si para este año las reservas de petróleo se estimaron en 7 647 millones de barriles, las reservas de gas natural deberán ser, de acuerdo con la hipótesis propuesta, de 5 047 millones de barriles de crudo equivalente, para el año de 1982.

Finalmente sólo queda subrayar, con insistencia, el carácter relativo y aproximado de estas dos estimaciones. Hay que recordar que ambas fueron hechas sobre previsiones subjetivas y hechos aislados. Por lo demás, en cuanto al gas este carácter se acentúa debido a que de acuerdo a la duración prevista de los campos, se calcula que "la producción tendrá fuertes decrecimientos después de 1982"^{25/}

Existe un error de juicio muy común, cuando se trata de interpretar el significado de la relación reservas/producción, ya que si esa relación indica 20 a 1 esto no quiere decir que, suponiendo que no se desarrollen más reservas "probadas", se disponga de excedentes para 20 años de producción. Esto se debe a que el denominador de la razón es una variable que crece con el tiempo; de manera que si esta relación indica 20 lo más probable es que en realidad se tengan reservas para 13 años, por ejemplo, y esto también dependerá de la tasa a la que crezca en el futuro la producción.

Con el objeto de obviar esta dificultad y proporcionar un mecanismo que permita hacer los cálculos exactos de esta relación; es decir, tomando en cuenta la tasa de crecimiento prevista de la producción, se diseñó una fórmula matemática, que se basa en el siguiente razonamiento: Primero se tiene que suponer que a partir del primer año de estudio no hay ninguna adición a las reservas existentes. Entonces si se tiene que la razón reservas/producción indica 20, este número puede ser descompuesto en una sumatoria de la que cada término -y este es el punto importante- corresponde a la producción que tendrá cada uno de los años, durante los cuales se extraerán las reservas disponibles. Esto dicho de otra forma es que cada término de la serie, representará uno de los años en que se consuman el total de reservas y que de acuerdo a la hipótesis la serie tendrá menos términos (o sea años) que los señalados en la formulación original de la relación. La representación matemática de este punto es la siguiente:

$$\lfloor 1 \rfloor N = \text{Pr. (1)} + \text{Pr (2)} + \dots + \text{Pr (X)}$$

En donde N = Resultado original de la relación. Por ejemplo 20 o 18. Pr (1) = Producción del año 1. X = Año en que realmente se acabarán las reservas = Ultimo año en que habrá reservas disponibles. $\lfloor 1 \rfloor$ Puede ser escrita de la siguiente forma:

$$\lfloor 2 \rfloor N = \sum_{k=1}^X \text{Pr (k)}$$

Entonces si "a" es la tasa de crecimiento de la producción, esto implica que vamos a calcular la producción corriente de la siguiente forma:

<u>Año</u>	<u>Producción</u>	<u>R</u>
0	a (0) + 1	= 1
1	a (1) + 1	= a + 1
2	a (a+1) + 1	= a ² + a + 1
3	a (a ² +a+1) + 1	= a ³ + a ² + a + 1
.		
.		
.		
K		= a ^k +a ^{k-1} +... + a + 1
.		
.		
.		
X		= a ^X +a ^{X-1} +... + a + 1

El siguiente paso consiste en sumar todos los términos semejantes de la columna R y poniéndolos en forma de sumatoria queda:

$$N = \sum_{k=0}^X \text{Pr (k)} = 1 (x+1) + a (x) + a^2 (x-1) + a^3 (x-2) + \dots$$

+ a^X (1)

Finalmente eligiendo por tanteo la X que iguale la ecuación anterior, el valor de esta será el que sustituya a la N inicial.

Ahora, si aplicamos la fórmula que se acaba de obtener al caso de México; se tiene en primer lugar que solucionar el problema de la elección de las tasas de crecimiento de la producción que se van a aplicar. Se decidió utilizar las proyectadas por el I.M.P.^{26/} porque estas están realizadas teniendo en cuenta los acentuados aumentos que se prevén para la producción de hidrocarburos en los próximos 10 años.

En el caso del petróleo tenemos que la razón reservas/producción para el año de 1973 se calculó en 17 años y la tasa de crecimiento para la producción se estima en un 8% anual.

Haciendo los cálculos pertinentes vemos que el valor de X que más se acerca a la igualdad de $N = \sum Pr(k)$ es 14. La aproximación que obtuvimos, utilizando hasta el cuarto término de la serie fue de 16.96.

De manera que de acuerdo con el criterio considerado, la razón reservas/producción de petróleo crudo para el año de 1973 no es de 17 sino de 14.

Es necesario aclarar que la validez de esta estimación depende de la certidumbre que se tenga acerca de la tasa de crecimiento considerada para la realización de los cálculos. Por lo tanto si no se tiene cierto grado de seguridad acerca del comportamiento futuro de esta tasa; la proporción de relatividad del resultado aumentará considerablemente.

Esta conclusión viene muy bien, cuando se piensa en el

caso del gas natural ya que como se comentó líneas atrás, el conocimiento y la certeza del comportamiento futuro de su producción es mucho menor que en el caso del petróleo. Es por eso que la estimación de la razón reservas/producción considerando al factor crecimiento de la producción, para este hidrocarburo debe ser interpretado con mucha mayor precaución.

Si suponemos que la tasa del crecimiento de la producción de gas natural para el futuro, será de 4.2, la aplicación de la fórmula anterior nos da que el cociente reserva/producción para 1973 será de 14 y no de 15.97²²/ que es el resultado que da el cálculo simple.

Por último es necesario dar una idea de la posición que ocupa el país en el mundo en lo que se refiere a reservas de hidrocarburos. Para tal efecto se incluirá en el texto una tabla en la cual se hace una relación de los principales países productores de petróleo con sus correspondientes reservas.

TABLA

RESERVAS ESTIMADAS Y PRODUCCION MUNDIAL DE PETROLEOCRUDO EN LOS PAISES Y ZONAS MAS IMPORTANTESMILES DE BARRILES

1 9 7 3

<u>P A I S</u>	<u>RESERVAS ESTIMADAS</u>	<u>% TOTAL RESERVAS</u>	<u>RELACION RESER/PROD.</u>
Arabia Saudita	145 000 000	19.46	54.08
Argelia	7 650 000	1.02	19.57
Argentina	4 900 000	.66	32.03
Canadá	11 000 000	1.43	16.77
Costa Trucial (Omán y Abu-Dhabi)	26 750 000	3.59	46.04
Rep. Popular China	20 000 000	2.68	170.93
EE.UU.	125 000 000	16.78	37.27
Ecuador	6 000 000	.82	81.00
Indonesia	12 000 000	1.62	24.84
Iran	65 000 000	8.72	30.39
Irak	31 500 000	4.23	43.93
Kasai	6 500 000	.87	31.25
Kuwait	65 000 000	8.73	64.48
Libia	30 400 000	4.08	38.09
México	3 269 370	.44	19.81
Nigeria	20 000 000	2.68	26.70
Noruega	4 000 000	.51	63.63
Reino Unido	10 000 000	1.34	235.71
Siria	7 100 000	.95	97.22
U.R.S.S.	80 000 000	10.74	26.09
Venezuela	14 000 000	1.88	11.41
Zona Neutral	17 500 000	2.35	91.62
Resto del Mundo	32 363 000	4.34	26.43
TOTAL MUNDIAL	744 932 370	100.00	37.16

FUENTE: Anuario Estadístico de PEMEX, 1973.

CAPITULO III

PRODUCCION

PRODUCCION

El tema de este capítulo es la producción de hidrocarburos. La primera parte se dedicará a analizar diversos problemas teóricos y técnicos con respecto a este proceso y en la segunda parte se intentará mostrar la evolución de estas actividades en base al estudio de algunos "indicadores" y sus respectivas tendencias. Es necesario sin embargo, antes de adentrarse en el estudio de la producción de hidrocarburos aclarar que lo que se entiende por este concepto -que en diversos estudios ha dado en llamarse "producción de materias primas de la industria petrolera- no es otra cosa que el resultado de las actividades que tienen como finalidad la extracción del subsuelo de crudo, gas natural y otros hidrocarburos en estado natural. Por su parte al conjunto de productos petroleros ya procesados y listos para entrar al mercado, lo llamaremos "oferta de hidrocarburos" y cuyo estudio se realizará en el capítulo sobre refinación, ya que son estos procesos los que al final hacen posible que se genere esa oferta.

La producción de hidrocarburos, en México está determinada por los siguientes factores: (a) las características de la demanda interna; (b) La disponibilidad de recursos petroleros naturales; (c) La disponibilidad de recursos financieros, y en última instancia (d) Por el desenvolvimiento económico del país.

Su importancia radica en que es el proveedor de la materia prima indispensable para la producción final.

Cuando se lee alguna publicación sobre petróleo es casi

seguro que en ella se encontrará alguna referencia parecida a la siguiente: "Se descubrieron 4 nuevos campos, pero sólo uno es económicamente explotable"; y en efecto del total de pozos de desarrollo que se perforan sólo el 10% contienen algún hidrógeno carburo y únicamente el 2% de ellos se convierten en productores comerciales.^{28/} Lo anterior proporciona un sólido indicio del carácter comercial que tienen las actividades de producción.

La decisión de emprender el proyecto de explotación, de un campo petrolífero, implica exactamente los mismos cálculos que los que se realizan para la planeación de cualquier otro negocio; y esto es válido tanto para una empresa nacional como lo es PEMEX como para una institución privada que persigue el lucro, o dentro de una economía socialista. Para nadie es costeable iniciar una operación si los costos de ésta van a ser mayores que el producto.

El examen de la viabilidad de un proyecto de explotación debe tomar en cuenta básicamente, 3 factores: La producción física esperada, los pronósticos de precios y los costos de producción previstos. De manera que un proceso de este tipo se lleva a cabo a través de la contrastación de los pronósticos, sobre estas tres variables.

En los pronósticos de producción un factor importante que debe ser tomado en cuenta es que en ningún campo, se mantiene constante la productividad de los pozos a través del tiempo. Es un hecho que a medida que se avanza en la explotación de un campo, la producción por pozo disminuye, en virtud principalmente, de la pérdida de presión de los depósitos que hace que la t_g

sa de flujo disminuya. Este fenómeno puede en ciertos casos, ser detenido mediante la instalación de sistemas de bombeo o a través de los métodos de recuperación secundaria, pero ambos métodos implican siempre un aumento en los costos de operación, cosa que puede ocasionar que la explotación deje de ser económica. Por otro lado en la mayoría de los yacimientos, el petróleo se encuentra combinado con agua. Debido a que el petróleo tiene un grado de densidad menor que el agua, el hidrocarburo se encuentra siempre situado arriba del otro líquido. A medida que se desarrolla la explotación esta "lámina" de petróleo se hace más delgada de manera que llega un momento en que la proporción de agua que sale mezclada con el petróleo es tan alta que las operaciones de separación hacen el proceso incosteable. A este fenómeno se le designa técnicamente como la "tasa de declinación" de la producción de un yacimiento.

Interviene también en las predicciones de producción el hecho de que para cualquier manto petrolífero la productividad por pozo disminuye a medida que aumenta el número de pozos de explotación. Esto es lo que los ingenieros petroleros llaman "interferencia entre los pozos".

Todo el razonamiento anterior, viene ahora a poner en claro la necesidad permanente de la exploración petrolífera; ya que esta actividad no sólo es necesario para proveer de fuentes futuras de explotación, sino que también es indispensable para impedir la -de otra forma inevitable- elevación en los costos de operación.

El tercer elemento cuyo estudio es indispensable al aná

lizar la producción de hidrocarburos son los precios. La consideración de esta variable dentro de los cálculos anteriores, cuando se trata de un mercado no controlado centralmente, es mucho más delicada que la de las otras dos variables, debido a que mientras los pronósticos de precios se basan siempre en las expectativas de tipo económico, las predicciones de producción y costos, son de tipo técnico y en ellas intervienen menos los juicios subjetivos. En México, los precios son un elemento de menor incertidumbre ya que éstos se han mantenido fijos por 15 años. De esta manera tanto el gobierno como las autoridades de PEMEX han reiterado la necesidad de mantener una política de precios para el petróleo bajos y estables; como un requisito indispensable para impulsar el desarrollo económico de México. Sin embargo, sea cual sea el tipo de Institución de que se trate, la "regla de oro" del precio siempre funcionará: Mientras más alto sea el precio vigente del petróleo o del gas, mayor será el incentivo para explotar yacimientos menos rentables.

Finalmente y resumiendo la exposición anterior; si de la comparación de las predicciones de precios, costos de operación y producción física de un determinado manto petrolífero con un número dado de pozos productores perforados, se concluye que su explotación puede redituarse un beneficio mayor o igual que el de otro negocio con un grado de incertidumbre semejante, la operación comercial de ese campo se llevará a cabo. Por supuesto que estos cálculos, expuestos en la forma anterior, parecen mucho más precisos de lo que en verdad son. En la realidad el productor debe modificar y corregir sus cálculos a medida que

la explotación avanza y que sus conocimientos sobre los yacimientos aumentan. Por otra parte y aunque de alguna manera es obvio, hay que recordar que todos los mantos petrolíferos tienen un plazo de vigencia de producción más o menos restringido. Esto tiene importancia para la discusión anterior del método de evaluación de proyectos, ya que los cálculos de rentabilidad siempre deben prever este período de vigencia. Para todo campo siempre será cierto que mientras más desarrollado este éste y mientras más avanzado se encuentre el proceso de explotación, mayores serán las posibilidades de alcanzar y rebasar este límite.

Una de las concepciones erróneas acerca de la producción petrolera; que más arraigadas están en el lego, es aquella de pensar que los yacimientos una vez desarrollados ya no requieren inversiones fijas. Por el contrario, aún en los campos más grandes y polifícos, la producción decreciente por pozo sólo puede ser evitada a costa de mayor inversión.^{29/} "Los pozos necesitan ser revisados periódicamente, ya sea para reparaciones, para ser limpiados o para incrementar su tasa de flujo".^{30/} "La inversión adicional necesaria para los sistemas de inyección de fluidos (agua o gas natural) es demasiado obvio para ser mencionada."^{31/}

En México es indudable que las políticas de PEMEX de precios bajos y "subsidio" a la economía, han tenido sus repercusiones sobre la producción. Por un lado es probable que los precios bajos no hayan permitido la explotación rentable de yacimientos más pobres o que la explotación planificada de estos recursos ha-

ya cristalizado en una producción mucho más racional que si se hubiera dejado ésta en manos de un mercado de tipo oligopólico moderno, cuyo funcionamiento ha demostrado ser proverbialmente "irracional" desde el punto de vista económico. Sin embargo, éstos son meras especulaciones, ya que hasta el momento nadie ha intentado estudiar estos problemas, ni realizar estimaciones sobre ellos.

Por último, algunas explicaciones de tipo técnico sobre la explotación. Hay dos clases de pozos productores de petróleo: (a) fluyentes (b) de producción artificial o bombeo. Los fluyentes, son aquellos en los que el aceite surge del subsuelo al exterior, mediante la presión natural del yacimiento. El bombeo en los de producción artificial puede ser neumático, mecánico o hidráulico. Antiguamente, cuando un pozo dejaba de fluir por energía propia se le abandonaba. Actualmente cuando esto sucede se le aplican métodos de explotación artificial.

Existe así un sistema de explotación que se conoce con el nombre de "recuperación secundaria", que consiste en inyectar gas o agua al yacimiento para aumentar la presión del mismo. Este método ha demostrado que se puede incrementar la recuperación hasta en un 50%.

PEMEX utiliza los sistemas de bombeo neumático y mecánico en la zona Norte y en el Distrito de Poza Rica. El de bombeo hidráulico se emplea en algunos campos de la Zona Sur. Por último se están llevando a cabo nuevas pruebas de producción, instalando bombas eléctricas profundas en pozos del Distrito de Poza Rica. En general los métodos de recuperación secundaria se apli

can en varios campos del sistema, inyectando agua en los de Poza Rica y San Andrés del Distrito de Poza Rica; Tamaulipas-Congtituciones de la Zona Norte y La Venta, Tabasco, en la Zona Sur.

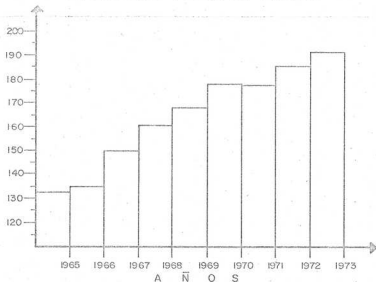
3.1.- Factores Limitantes de la Producción en México

3.1.1.- El Petróleo. Los fenómenos más importantes de la década pasada para la industria de los hidrocarburos, fueron la creciente ampliación de la brecha entre producción interna y demanda y el ininterrumpido deterioro de la balanza comercial de PEMEX. A continuación se hará un breve análisis de las causas que al parecer motivaron estos fenómenos.

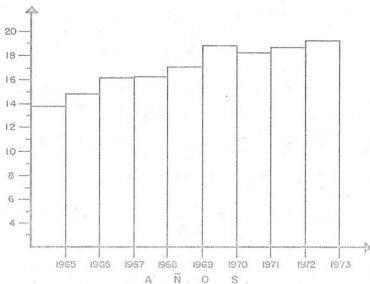
En primer lugar debe apuntarse la falta de descubrimientos afortunados, de que ya se ha hablado en los capítulos sobre exploración y reservas. La consecuencia de ello fue que las reservas nunca pudieron en todo el período alcanzar o igualar el ritmo de crecimiento de la producción. El indicador más representativo de esta evolución es la razón reservas/producción la cual ya se vió que ha mostrado un descenso continuo desde principios de los sesentas hasta la fecha. Otro factor que pudo haber tenido gran importancia en el crecimiento de la producción es el elemento financiero. La imposibilidad de contar con fondos pudo haber sido un obstáculo insuperable para el crecimiento, aún aunque se haya contado con los recursos naturales necesarios para ello. En los documentos publicados por PEMEX hay evidencias más o menos dispersas de que la Institución, en algunos momentos, ha tenido que desacelerar el ritmo de sus actividades debido a dificultades en el financiamiento. Por ejemplo, en la Memoria de Labores de 1971, se menciona que no se aumentó

la producción debido a falta de fondos para colocar las instalaciones pertinentes, y por esta razón muchos pozos ya perforados tuvieron que quedar cerrados. En otro documento publicado por el Instituto Mexicano del Petróleo, se dice que, "la causa principal de que la tasa de crecimiento de la oferta nacional (lo que aquí llamamos producción) se vea reducida, radica básicamente en la disponibilidad de recursos financieros."^{32/} Por otro lado, se tienen otras pruebas indirectas de estos problemas financieros: la estadística que registra los gastos anuales en exploración realizados por PEMEX puede ser un buen instrumento para este fin; aunque estos gastos aumentaron de 1965 a 1973 a una tasa anual promedio del 12.6% a precios corrientes, el comportamiento caprichoso de la gráfica en la que se aprecian descensos tanto relativos como absolutos para tres años y un aumento para el año de 1968 del 86.3%, son un indicador de que siempre existió un elemento que no permitió que estos gastos tuvieran un comportamiento equilibrado y continuo. Este elemento debió haber sido sin duda el aspecto financiero que obstaculizó la realización de un ritmo de producción estable.

Quizás los principales problemas financieros de PEMEX son consecuencia de la política de precios fijos que ha seguido durante tantos años la Institución. Si la empresa hubiera decidido subir sus precios a partir de 1965, digamos a una tasa del 5% por año, con el objeto solamente de mantener fijos sus ingresos por producto vendido, medido esto en términos reales, sus ventas totales para 1973 hubieran ascendido a 25 170 millones de pesos en lugar de 17 978, cifra que realmente se vendió.



PRODUCCION TOTAL DE GAS NATURAL



Otro elemento que a veces se menciona como causante de la restricción en la producción es la falta de capacidad de refinación en el sistema. Sin embargo, el análisis de las cifras lleva rotundamente a rechazar esta hipótesis. Si algo le sobró a PEMEX durante este período fue capacidad de refinación, pues mientras que en 1965 la producción de crudo más condensados y líquidos de absorción, fue de 362 mil barriles diarios promedio, la capacidad de refinación fue de 439 mil barriles diarios. Para 1973 estas cifras muestran 451 mil barriles por día para la producción, mientras que para capacidad de refinación mostró una cifra de 760 mil barriles por día o sea una diferencia del 68.5% con respecto a la producción.^{33/}

En conclusión, es cierto que las limitaciones financieras de Petróleos Mexicanos frenaron la producción y ello aunado a la falta de descubrimientos exitosos por parte de las actividades de exploración permiten tener un cuadro completo de las dificultades de producción de PEMEX. Sin embargo la razón principal de la brecha creciente entre producción y consumo de hidrocarburos se debió principalmente al gran crecimiento de la demanda, ya que mientras la producción creció a una tasa del 4.1% anual promedio para el período 1960-72 la demanda creció a una tasa del 5.9% para el mismo período, o sea que la brecha además de haberse mantenido en términos relativos, se amplió en términos absolutos.^{34/}

3.1.2.- Gas. Ya se habló de los factores que limitaron la producción de gas en los capítulos sobre Reservas y Producción. Baste aquí hacer una breve recapitulación de esos concep

tos. Fue a partir de 1960 cuando se inició la expansión de la producción de gas, debido a que durante el inicio de esa década se emprendieron los programas de inversión a gran escala, para instalación de los equipos recolectores y transportadores de este hidrocarburo. Los campos productores por su parte ya se habían descubierto desde antes de esta fecha y algunos en fechas muy anteriores. La mayor parte del gas producido se quemaba a la atmosfera debido a que no se tenían los equipos necesarios para su recolección y manejo. Es quizás porque la fecha en que se inició la producción en grandes volúmenes de este fluido es tan reciente, que la producción ha mostrado una tasa de crecimiento tan alta.

No obstante, los técnicos de PENEX auguran un acentuado descenso en esta explotación para mediados de la década de los ochentas. La causa de ello radica en que los campos productores de gas tienen un período de longevidad promedio de 20 años, y hasta antes de 1973 no se había descubierto ningún yacimiento importante que viniera a sustituir a los ya en producción, todos ellos bastante antiguos.

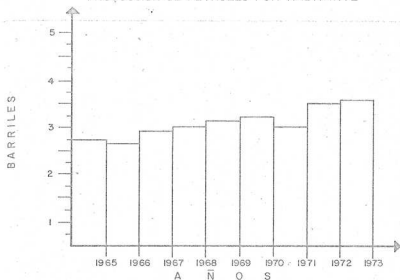
3.2.- Indicadores Sobre Producción

3.2.1.- Producción de Crudo y Gas Natural. La producción de crudo total, es decir incluyendo condensado y líquidos de absorción creció entre 1965 y 1973 a una tasa anual del 4.8%. Esta misma tasa para la producción de gas natural fue de 4.2% anual para los mismos años. Basta comparar estas tasas de crecimiento con las de consumo para cada uno de estos productos para comprobar el porque de la brecha entre producción y consumo. Las

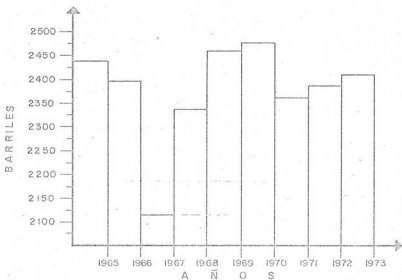
ESTADÍSTICAS SOBRE PRODUCCION

	65	66	67	68	69	70	71	72	73
Producción de Crudo:									
en barriles									
Per-cápita	2.76	2.74	2.91	3.01	3.10	3.13	3.01	3.51	3.53
en barriles									
Por trabajador Petro- lero	2 448	2 338	2 123	2 370	2 462	2 476	2 360	2 371	2 415
Producción de Gas:									
en metros cúbicos									
Per-cápita	.327	.339	.355	.345	.356	.376	.351	.355	.352
en miles de metros cúbicos.									
Por trabajador petro- lero	259.1	259.7	259.2	241.6	251.7	262.7	242.7	239.7	241.7

PRODUCCION DE PETROLEO POR HABITANTE



PRODUCCION DE PETROLEO POR TRABAJADOR PETROLERO



tasas de crecimiento para el petróleo y el gas natural en el período de estudio fueron de 7.4% y 7.6% anuales respectivamente, las que comparadas con las de producción dan una diferencia de 2.6% anual para el petróleo y 3.4% para el gas natural.

3.2.2.- Producción por habitante y producción por trabajador de PEMEX. Dice Kuznetz que toda medida de desarrollo económico para que tenga algún grado de objetividad debe estar hecha siempre en términos per-capita, por ello es importante estudiar la producción por habitante. La producción por habitante de petróleo crudo creció a una tasa del 3.3% anual, pasando de 2.76 barriles per-capita en 1965 a 3.53 barriles per-capita en 1973. Esto nos señala que la industria petrolera cada vez provee más producción, disponible para el consumo, por individuo. Sin embargo, la producción por trabajador petrolero no mostró ninguna evolución en el período de estudio. Si esta variable pudiera ser tomada como medida de la eficiencia se podría afirmar que esta no ha experimentado ninguna mejora.

Por lo que respecta al gas natural ni la producción por habitante ni la producción por trabajador muestran algún crecimiento en el período de estudio. Incluso la producción por trabajador muestra un pequeño descenso pasando de 259 metros cúbicos en 1965 a 241 en 1973. Con respecto a la producción per-capita ésta señala para 1965 un valor de .327 metros cúbicos y para 1973 .334, lo que muestra que si acaso hubo algún crecimiento este fue muy pequeño.

CAPITULO IV

REFINACION

REFINACION

Los procesos de refinación tienen por objetivo la obtención; a partir del petróleo crudo, de toda una gama de productos comerciales, que van desde los gases y gasolinas hasta los asfaltos, mediante el empleo de técnicas de separación y transformación.

En comparación con los procesos de producción y distribución la fase de refinación no constituye mas que un servicio, la refinación no es otra cosa que una economía de gestión sujeta por un lado a las operaciones de producción y por el otro a las operaciones de distribución. Por ser un proceso intermedio, perfectamente previsible y cuya planeación no implica ninguna incertidumbre, se considera que no puede ser nunca un factor limitativo en esta industria.

Los procesos de separación consisten en la fraccionación del crudo en sus productos naturales a través de operaciones de evaporación y condensación. Como cada uno de estos tiene un punto de evaporación distinto los más volátiles se separan primero y los menos volátiles después. Estas son las operaciones que se conocen con el nombre de destilación natural.

Sin embargo, hoy en día los productos obtenidos por medio de una primera destilación no son ya directamente utilizables por el consumidor debido a que cada vez pesan sobre ellos especificaciones químicas más severas como consecuencia del progreso técnico. Por otro lado, la demanda puede requerir diferentes proporciones y mayores cantidades de los productos refi-

nados. Para el logro de estas adaptaciones es que se empezaron a utilizar los procesos de transformación; por medio de los cuales se alteran las estructuras moleculares de los productos para obtener nuevos compuestos o modificaciones significativas de los originales.

Existen varios factores que determinan y moldean los procesos de refinación. Uno de ellos lo constituye el tipo de petróleo crudo que vaya a ser refinado. Desde el punto de vista de la refinación los elementos que determinan la calidad de un crudo son la densidad y el contenido de azufre. En general, mientras menor sea la densidad más fino y más valioso será el crudo en cuestión. Por lo que respecta al azufre, se tiene, que mientras mayor sea el contenido de este más bajará la calidad del crudo.

Otro aspecto que es importante para la refinación es la cuestión de la localización de las refinerías. En general el lugar donde se localice una refinería se debe elegir de manera que se disminuyan al máximo los costos de transporte y distribución. Para esto hay que tener en cuenta, en primer lugar, que es mucho más económico transportar líquidos en grandes cantidades que en pequeñas, además de que es bastante más barato transportar crudo que productos procesados. Por último existe la norma de que los productos finales nunca deben volver a recorrer el camino que recorrió el crudo.

Otro factor técnico que caracteriza a la refinación es el hecho de que se trata de un sector altamente capitalizado. Es por esto que se dice, que para que la operación de una refi-

nería sea rentable se debe trabajar a unos niveles muy altos de utilización. Más adelante se tendrá más que decir sobre este punto.

Por otro lado se tiene que la industria de la refinación es una industria en que al igual que en la de transportes petroleros se presentan en forma acentuada las economías de escala.

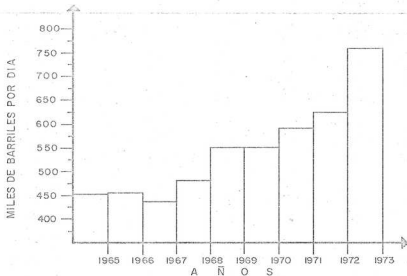
Otro aspecto que debe ser señalado es que la refinación es un proceso de producción conjunta; es decir, al realizar la destilación no es posible obtener unos productos sin obtener los otros. Es por esta razón que en este proceso no tiene sentido hablar de costos por producto.

Por último los costos de la refinación dependen fundamentalmente del tamaño de la refinería, de la complejidad de las unidades de refinación y del tipo de crudo tratado. Como el número de permutaciones en que se pueden combinar estos tres elementos es muy grande, se comprende que nunca se podrán determinar a priori los costos de operación de una refinería. Por otra parte, aunque estrictamente el gas natural no tiene que ser sometido propiamente a un proceso de refinación, éste tiene que ser sujeto a toda una serie de procesos de tratamiento para adecuarlo, según las normas técnicas, al consumo final.

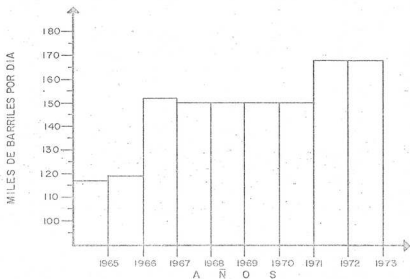
Estas operaciones se realizan con el objeto de reducir el contenido de agua e hidrocarburos pesados a niveles que eviten el peligro de la formación de hidratos y condensaciones en las tuberías. Además hay que ajustar las características de combustión del gas a través de la eliminación del dióxido de carbono y del nitrógeno y evitar la formación de ácidos corrosivos

CAPACIDAD DE DESTILACION PRIMARIA

- 68 -



CAPACIDAD DE DESINTEGRACION



en las tuberías e instalaciones, mediante la eliminación del sulfuro de hidrógeno. Para el logro de estos objetivos las principales operaciones que se realizan son las de separación, las de desulfurización y desgasolinado y eventualmente las de descarbonatación.

Estas operaciones se llevan a cabo en las plantas llamadas criogénicas y de absorción.

El primer punto que analizaremos será el crecimiento del sector refinero. Para esto se estudiará primeramente la evolución de la capacidad de refinación instalada y después la evolución de la capacidad de refinación neta. Completaremos este análisis con el estudio del crecimiento en la capacidad por habitante y la capacidad de refinación por trabajador petrolero.

La capacidad de destilación primaria de las refineries de Pemex creció entre 1965 y 1973 a una tasa anual promedio del 6.75%, mientras que la capacidad de desintegración creció a una tasa de 5% anual promedio. Esta diferencia en las tasas puede ser interpretada en el sentido de que a pesar de la sofisticación creciente de la oferta refinera, los procesos de tratamiento y separación elemental siguen teniendo una gran importancia dentro de la refinación total. Dejando todavía a los procesos secundarios en un papel de operaciones especializadas, necesarias para la integración de la producción, en sus proporciones previstas. Esto se refuerza también por el hecho de que la proporción de desintegración con respecto a la destilación primaria fue de 26.4% promedio para todo el período y no mostró ninguna tendencia al alza o a la baja.

Por otra parte, los incrementos a la capacidad neta (tomando en cuenta depreciación) o sea "la capacidad neta construida en el año", fue calculada de acuerdo a una fórmula elaborada por Adelman^{35/} que es la siguiente:

$$.5 (J_{n+2} - J_{n+1}) + .5 (J_{n+1} - J_n) + .04 J_n = .50 J_{n+2} - .46 J_n = G_n$$

En donde J_n = Capacidad en enero 1 del año n , G_n = Incremento neto a la capacidad en el año n y $.04$ = tasa de depreciación anual del equipo.

La lógica que está detrás de esta fórmula es que los gastos hechos durante un año son en parte para proveer capacidad que no será completada hasta el siguiente año. Se supone que al final del año se han realizado los trabajos correspondientes a la mitad de la nueva capacidad. Además de esto hay dos supuestos implícitos en la fórmula: 1) que una refinería tarda en construirse como promedio dos años, 2) que en ese período de dos años, de junio 30 a dic. 31 de $n-1$ se hacen cero gastos. De enero 1 a diciembre 31 de n la mitad de los gastos, y de enero 1 a junio 30 de $n+1$ la otra mitad. Al parecer, esta distribución de gastos es mas realista que considerar que estos se realizan desde enero 1 del año n a diciembre 31 de $n+1$, a una tasa constante.

Los resultados del análisis mostraron, que si se desea que la capacidad instalada neta siga aumentando a una tasa del 4.62% anual promedio; como lo hizo en el período 65-72, la capacidad instalada bruta; es decir tomando en cuenta depreciación, debe aumentar a una tasa del 6.04% anual, o sea una diferencia porcentual de 1.42% para cada año. Esta misma diferencia contemplada desde el punto de vista incremental nos señala que mientras

ESTADISTICAS SOBRE REFINACION

Crecimiento de la Capacidad de Refinación Instalada
y de la capacidad de Refinación Neta

- Fórmula: $G_n = .50 J_{n+2} - .46 J_n$

- En donde: J_n = Capacidad Instalada al 1o. de enero del año n.

G_n = Incremento a la capacidad en el año n.

Año	J_n barriles diarios	$.50 J_{n+2}$	$.46 J_n$	G_n
65	456 000	219 500	209 760	9 740
66	460 000	240 750	211 600	29 150
67	439 000	276 100	201 940	74 160
68	481 500	276 100	221 490	54 610
69	552 200	296 000	254 012	41 988
70	552 200	296 000	254 012	41 988
71	592 000	312 500	272 320	40 180
72	592 000	380 000	272 320	107 680
73	625 000			
74	760 000			

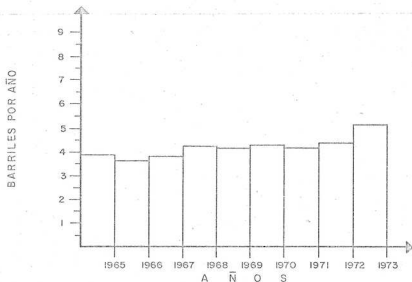
las adiciones a la capacidad instalada neta crecieron a una tasa del 64.5% por año. En términos físicos se muestra que la diferencia promedio anual entre ambas estadísticas es de 23 687 barriles diarios de capacidad. Si se toma en cuenta que el costo de inversión promedio por cada nuevo barril/día de capacidad fue para el período de 66 a 72, de 10 744 pesos; esto quiere decir que la sola reposición de equipo le costó a Pemex un promedio de 254.5 millones de pesos anuales, o sea que un 48.1% de las inversiones totales anuales en refinación se destinaron solamente a reponer el equipo obsoleto. (Ver Cuadro adjunto).

Por lo que respecta a la capacidad de refinación por habitante se tiene que ésta creció a una tasa del 3.48% anual promedio, y en cifras absolutas pasó de 3.93 barriles per-cápita en 1965 a 5.10 en 1973. Cifras que superan sensiblemente a las de producción per-cápita que pasaron de 2.76 barriles per-cápita en 1965 a 3.53 en 1973.

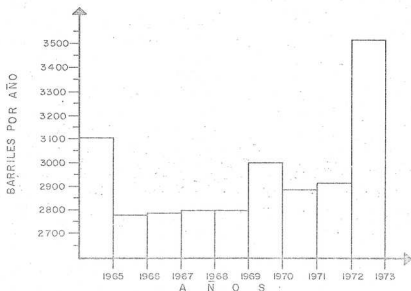
Por último, la capacidad de refinación por trabajador de Pemex. En términos relativos se podría pensar que el estudio de esta serie podría ser un indicador de la evolución de la capitalización dentro de la industria refinera. La tasa de crecimiento de esta estadística para el período fue de 1.85% anual promedio, la cual es muy baja para que se pueda afirmar o negar algo acerca de esta evolución.

En el capítulo sobre producción se demostró, entre otras cosas, que la capacidad de refinación no fue ningún obstáculo para la producción de crudo. Aquí se tratará de averiguar, cual es el factor o los factores que determinan el crecimiento en la capa

CAPACIDAD DE REFINACION POR HABITANTE



CAPACIDAD DE REFINACION POR TRABAJADOR PETROLERO



cidad de refinación. La hipótesis que se pretenderá probar es que: (a) la refinación depende en primera instancia de las inversiones hechas en ese renglón y en segunda instancia de las inversiones totales de Pemex, y b) que las inversiones en refinación y totales fueron a su vez función de las disponibilidades financieras de la Institución.

Para probar la parte (a) de la hipótesis se calculó el coeficiente de correlación entre capacidad de refinación e inversiones en refinación, el cual dio un resultado de $r = .842$, que es bastante significativo, ya que nos indica que el 70.9% de la variación de la capacidad de refinación está explicada por las inversiones en ese concepto, quedando, probablemente, el 30.1% restante, explicado por los aumentos en la eficiencia, las mejoras tecnológicas y los cambios en la cantidad de equipo por depreciación y obsolescencia. Subsidiariamente, para reforzar este punto, se calculó el coeficiente de correlación entre la proporción de las inversiones en refinación, sobre las inversiones totales y el grado de utilización de la capacidad instalada, ambos medidos en porcientos. Se obtuvo una $r = -.486$: cuyo resultado no es lo suficientemente grande como para que se pueda afirmar que ambas variables están asociadas. Pero la estimación tiene valor en el sentido que nos señala que existe una relación inversa entre ambas variables; es decir a medida que una mayor proporción de las inversiones totales se destinan a refinación, más se amplía la brecha entre Capacidad instalada y grado de utilización del equipo. Cuantitativamente esta relación inversa nos da un valor de $\beta = -.468$ lo cual nos indica que el grado de res-

ESTADÍSTICAS SOBRE REFINACION

	65	66	67	68	69	70	71	72	73
Inversiones en Refinación									
millones de pesos	-	651	653	343	502	288	464	801	-
Producción Refinera									
Agregada									
Millones de barriles	133	130	147	157	151	162	176	193	205

puesta de una variable con respecto a la otra es bastante alto ya que la pendiente es casi de 45 grados. La demostración de que las inversiones en refinación dependen de las inversiones totales, no tiene tanta importancia pues ésto hasta cierto punto es lógico. Las inversiones en refinación con respecto a las totales, durante el lapso de 1966-72, se movieron en un rango de entre el 7 y el 20%, teniendo una media del 11.8%. Por otro lado, casi es ocioso recordar, que las primeras no sólo se determinan en base a los fondos financieros disponibles sino también a factores de política administrativa; ya que en un momento dado otro tipo de gastos pueden tener mayor importancia.

Por último, para demostrar la asociación entre las Disponibilidades Financieras de la Institución y las inversiones, se necesitaba en primer lugar superar el problema que implica encontrar un indicador más o menos confiable de la primera de las variables. Para la solución de esta dificultad se contaba con varios indicadores posibles, pero ninguno de ellos representaba con cierta exactitud el elemento que se quería medir. Entre ellos los principales eran, ingresos de la Institución; ingresos menos egresos, aportaciones de Pemex al fisco y los egresos anuales para liquidación de pasivo. En rigor el único elemento que hubiera podido constituir una medida rigurosa de este factor eran los registros del pasivo financiero de la empresa, pero no fue posible conseguir esos datos; por lo cual al final se tenían dos posibles soluciones al problema. La primera; tomar cada una de estas variables como indicador de las limitaciones financieras y realizar una correlación múltiple entre éstas y las inversiones

totales o tomar la más indicada de estas variables como representativa de las finanzas, y correlacionaría en forma simple con las inversiones totales. Se optó por la segunda alternativa en virtud de que existe en la primera disyuntiva un alto riesgo de que entre las variables explicativas de la función, haya multicolinealidad,^{36/} y se eligió como variable representativa de las finanzas a los ingresos totales de la institución.

Se obtuvo un coeficiente de correlación de $r = .777$, lo que nos lleva en definitiva a aceptar la hipótesis propuesta, y a concluir que la refinación es una actividad tipo inversión, que en última instancia depende de los recursos financieros de que se disponga para realizarla.

Otro aspecto muy importante de la refinación es el cálculo de la intensidad de utilización de la capacidad instalada. La importancia de este punto radica en que; como ya se mencionó, la industria refinera implica una gran capitalización, razón por la cual su nivel de utilización debe ser muy alto para que su operación sea rentable. En esta sección se intentará medir precisamente este aspecto. Primeramente se necesita fijar el margen de utilización, que se considera óptimo para una refinería. Para esta determinación se tenían dos alternativas: (a) tomar un factor de utilización teórico, (b) calcular el coeficiente de utilización óptimo a partir de algunos datos empíricos. Se eligió la segunda opción en virtud de las ventajas que en términos de representatividad significa, el fijar estándares a partir de la realidad. Para esto se tomaron unos cálculos de niveles de utilización realizados por M. Adelman^{32/} para Europa Occidental y se eligió como

standard óptimo la media de esta estimación, haciendo el supuesto de que en esa área y para ese período de tiempo el equipo refinero se empleó a toda capacidad. A pesar de lo restrictivo de este supuesto, este standard de 87.5% está muy de acuerdo con los niveles de utilización teóricos; que se calculan entre un 85% o 90%, de manera que con este resultado no se violentará la conciencia ni de los lectores más suspicases.

Esta estimación se realizará a través de una prueba de hipótesis estadística, con datos obtenidos de la realidad. Con este fin se supone en primer lugar que los coeficientes de utilización se distribuyen simétricamente, cosa que parece estar confirmada por los datos ya que la media es $\mu = 87.49$ y la mediana

$\tilde{X} = 87.8$, siendo el rango de 12.3, de manera que la diferencia entre estas no es muy grande. Esta afirmación se basa en el Teorema que dice que en una distribución simétrica la media, la mediana y el modo coinciden siempre en un mismo valor y que si esto no sucede el modo siempre estará situado entre la media y la mediana; de manera que el modo de la distribución seguramente está entre 87.5 y 87.8.

La desviación standard resultó ser de $\sigma = 3.78$.

Para realizar la prueba se utilizó la distribución "t", ya que nuestra muestra es pequeña; de $n = 9$. Además se va a realizar una prueba de una sola cola, debido a que se va a probar si no se utilizó la capacidad plenamente; y si acaso se utilizó ésta por arriba del nivel considerado como óptimo, eso no nos va a importar. Trabajando con los datos para México, se obtuvo una media de $\bar{X} = 73.5$ y una desviación standard de $S = 6.47$. Enton-

ces:

$H_0 =$ Se utilizó plenamente la capacidad $\Leftrightarrow \mu = \mu_0$

$H_a =$ No se utilizó plenamente $\Leftrightarrow \mu \neq \mu_0$

Utilizando un nivel de significación de $\alpha = .99$, el valor obtenido de la "t" calculada fue de -6.48, que comparado con la "t" de tablas = -2.821 nos lleva a rechazar H_0 . De esta forma se ha comprobado que no se utilizó plenamente la capacidad.

Sin embargo se dice que la política de Pemex en materia de refinación depende de la demanda y no de la producción, es decir que los planes de inversión en este renglón se realizan con el objetivo de contar con la capacidad que permita refinar todo el crudo que requiera la demanda. En base a esto se va a realizar la misma prueba pero con cifras de demanda, con el objeto de probar, si acaso esta infrautilización se debe solamente a escasez de producción de crudo o obedece también a un error de planeación. Para estos datos obtuvimos una media de $\bar{X} = 85.4$ y desviación standard de $\sigma = 5.49$

$H_0 = \bar{X} = \mu_0$

$H_a = \bar{X} < \mu_0$

Con un nivel de significación de $\alpha = .99$; "t" de tablas = -2.821 y "t" calculada de -1.14 se acepta H_0 y se concluye que la infrautilización de la capacidad de refinación de Pemex se debió a falta de producción y no a exceso de inversión.

Otro aspecto importante que se puede estimar cuando se estudia la refinación es la evolución de la eficiencia en estas actividades. Como en realidad este es un problema al que sólo se puede dar respuesta con un minucioso estudio técnico, aquí se

realizará esta estimación en forma indirecta, a través del análisis del crecimiento de la capacidad de refinación utilizada, con respecto al crecimiento de la producción refinera agregada. De acuerdo con los resultados de la sección pasada, se sabe que no toda la capacidad se ha utilizado efectivamente. Para calcular que proporción del equipo se empleó efectivamente, se aplicaron a los datos de capacidad nominal instalada, los porcentajes de nivel de utilización, obtenidos a partir de comparar la producción que ingresó a refinación contra capacidad instalada nominal. Finalmente se obtuvo que la capacidad utilizada creció a una tasa promedio anual del 4.35%, mientras que la producción refinera agregada creció a una tasa del 5.64%; lo que conduce a concluir que la eficiencia en las actividades de refinación aumentó en Pemex durante el período 1965-73.

En la refinación como en cualquier proceso industrial siempre hay pérdidas que se ocasionan principalmente por fugas de tuberías o recipientes, la descomposición de algún elemento en la refinación o por el hecho de que siempre alguna parte del residuo queda inservible. Existe además otro elemento que drena de la producción final alguna parte de poder energético, y que son los propios usos de combustible en las refineries. En esta sección se considerará dentro del rubro "Pérdidas", tanto estos usos, como las pérdidas, consideradas éstas, en el sentido estricto del término. Existen varios caminos posibles para la realización de esta medición: (a) partiendo del hecho de que mientras más complicadas son las refineries y más elaborados los procesos de refinación, mayores son las pérdidas, pero mayor es también, la

proporción de ligeros y destilados con relación a la producción final. De manera, que se puede determinar la complejidad del sistema refinero a partir del análisis de las proporciones que guardan estos productos dentro de la oferta resultante. (b) La segunda, es utilizar una clasificación teórica de los posibles tipos de refinerías existentes y ver que porcentajes promedio de pérdidas se les asignan en base a la clase de instalaciones que posean. Esto se puede realizar de esta forma, en virtud de que mientras mayor es la complejidad de los equipos refineros de una planta mayor también es su monto relativo de pérdidas. En el intento de utilizar estos dos enfoques se emplearon unos cuadros clasificatorios elaborados por J. Masseron^{38/} (c) Existe una tercera posibilidad; hacer la estimación aplicando un porcentaje general de pérdidas..." Se supone que [en la refinación] ... únicamente un 93% del barril de crudo inicial sale como producto refinado a la venta, incluyendo el 7% restante en combustible usado en la refinación y desperdicio"^{39/}

Se deshechó la alternativa (a) porque las estadísticas de producción vienen agregadas en renglones generales, de manera que fue imposible percibir ninguna evolución de la oferta, a partir de su estudio. Entre las opciones (b) y (c) se eligió la primera debido a que se pensó que su cálculo era más elaborado y por lo tanto más preciso. Por último quedaba el problema de aplicar los porcentajes de pérdidas de cada refinería en base a su complejidad y calcular el índice promedio de pérdidas de todo el sistema. Lo primero se hizo en base al cuadro ya mencionado y lo segundo, a través de estimar un promedio ponderado de dichos porcentajes, tomando los pesos de la capacidad instalada total de

ESTADISTICAS SOBRE REFINACION

Producción Refinera No Energética y
Pérdidas en Refinación

	65	66	67	68	69	70	71	72	73
Producto Refinado No Energético:									
En Términos Físicos (millones de barriles)	6.9	10.0	10.4	11.8	12.7	14.0	14.9	14.8	14.2
Proporción sobre el Total (en porcentajes)	5.4	7.4	6.9	7.3	7.5	7.6	8.1	7.5	6.7
Pérdidas en Refinación de Producto No Energético*									
(en porcentajes)	14.9	16.9	16.4	16.8	17.0	17.1	17.6	17.0	16.2

* Los valores de este renglón corresponden a la proporción de la oferta refinera que no se incorpora al caudal energético.

cada planta. El resultado de este promedio fue de 9.53%, incluyendo esta cifra pérdidas y usos de combustible.

Finalmente se tiene como conclusión, que del total de crudo que ingresa a refinación, sólo un 90.47% se incorpora al mercado en forma de productos finales.

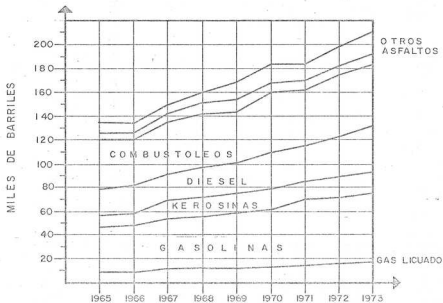
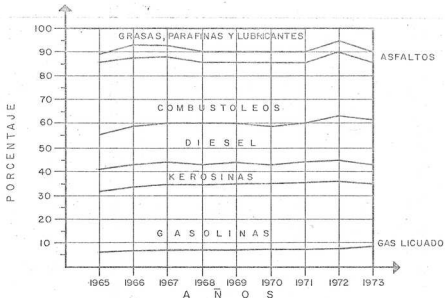
Una de las características más importantes de la producción final es que, por cuestiones de adaptación a la demanda y por cuestiones insalvables de tipo técnico, siempre hay una proporción de la producción que no se incorpora al caudal energético final. Este es un elemento importante en este estudio ya que nos permite calcular, junto con la estimación de las pérdidas, la oferta energética final del sector petrolero. Para medir este elemento se recurrió al siguiente artificio: De las estadísticas pormenorizadas (por productos) de oferta petrolera final se restaron uno a uno todos aquellos productos que no se destinan al consumo energético. Los principales productos petroleros no energéticos son los solventes, los asfaltos sólidos y semisólidos; los lubricantes, las grasas, las parafinas y algunos otros más de menor importancia. También se incluyen entre estos los productos entregados a la petroquímica como materia prima. Los resultados de la estimación nos muestran que en términos porcentuales, el promedio anual de productos no energéticos es de 7.18% con respecto a la producción total, con un máximo de 8.11% en 1971 y un mínimo de 5.45% en 1965. La estadística muestra muchas fluctuaciones alrededor de la media sin señalar ninguna tendencia, de manera que no se puede concluir nada en este sentido.

Con el objeto de mostrar numérica y gráficamente la evolu

ción de los conceptos de pérdidas y productos no energéticos se anexan los cuadros y las gráficas correspondientes.

Otro punto importante consiste en la medición de la evolución del tipo y la calidad del refinado. Esta como muchas otras de las estimaciones hechas aquí se realiza en forma indirecta, pues una medición rigurosa de este factor tendría que realizarse a nivel técnico y estudiando detenidamente a cada planta en particular. Para este objeto se contaban con dos indicios principales: efectuar la medición a partir de la evolución de las instalaciones de refinación o a través de la evolución de los productos refinados. Otro indicador indirecto de este problema, podría ser a través de evaluar el proceso de sustitución de importaciones para este período. No se pudo emplear la primera opción debido a que sólo se contaban con datos, para cuatro años, y este período es excesivamente corto para poder descubrir a través de su estudio alguna tendencia. Quedaban por lo tanto la segunda disyuntiva y la prueba indirecta de las importaciones. Pero aquí también surgieron dificultades, a causa de que las estadísticas de producción refinera publicadas, no vienen lo suficientemente desagregadas y la prueba indirecta es; como su nombre lo indica, demasiado indirecta para que pueda ser la base de la medición. Queda entonces como única alternativa el realizar este análisis a partir del estudio de las gráficas de productos refinados y de importaciones. El gran obstáculo para que el análisis cumpla con su objetivo es lo reducido del período. Para que un análisis de este tipo señale alguna tendencia definida se necesita que se tome un lapso de tiempo largo, de por lo menos tres décadas. Te-

EVOLUCION DEL PRODUCTO REFINADO



niendo en cuenta estas limitaciones, se realizará el análisis recordando que la lógica que respalda el mismo es que ha medida que ha ido evolucionando la refinación, la proporción de productos ligeros, destilados y tratados se ha ido incrementando.

Las estadísticas no vienen lo suficientemente desagregadas para que se pueda hacer un estudio pormenorizado. No obstante del análisis de las gráficas se pueden obtener algunas conclusiones: La primera es que de los tres tipos de productos más ligeros representados en la gráfica, al menos dos aumentaron su participación porcentual en el refinado; y que son el gas licuado y las gasolinas. Esta conclusión se ve reforzada por el hecho de que las gasolinas, que fue uno de los productos que aumento su participación relativa, constituyó para 1973 el 28% aproximadamente del producto refinero total.

En segundo lugar tenemos que las kerosinas mostraron cierta tendencia a disminuir su participación en el producto total. Además de lo anterior se tiene que otro de los productos considerados como semiligeros que es el diesel aumentó su participación en el producto final, pasando aproximadamente de un 15% a un 18% sobre el total; en el período de estudio.

Por último tenemos que de los productos pesados, aquellos que tuvieron una participación mayor en el producto total, que fueron los combustibles mostraron una tendencia a disminuir dicha participación; mientras que el resto de los productos pesados que son los asfaltos, las grasas, las parafinas y los lubricantes no dieron señales a tener ninguna tendencia a alterar su participación porcentual en el producto final.

Lo anterior nos permite concluir que la producción refinera de Petróleos Mexicanos, durante el período de 1965 a 1973, mostró una cierta tendencia a evolucionar hacia modelos de producción más sofisticados en donde predominen productos ligeros y destilados, así como productos tratados.

CAPITULO V

TRANSPORTE, DISTRIBUCION Y ALMACENAMIENTO

TRANSPORTE, DISTRIBUCION Y ALMACENAMIENTO

5.1.- Conceptos Técnicos

Se entiende por transporte el traslado de los productos petroleros desde los centros de producción hasta las refinerías. Es importante hacer notar la diferencia que existe entre transporte y distribución ya que la distribución se entiende como las operaciones que tienen por finalidad llevar los productos petroleros desde las refinerías al consumidor.

La importancia del transporte radica en que constituye el elemento de costo más importante en el producto final y es también donde se han conseguido mayores adelantos técnicos en el pasado. 40/

Los medios tradicionales de transporte de petróleo son el barco, el oleoducto, el ferrocarril y el camión; siendo los dos primeros los que se emplean para el transporte propiamente dicho, dejando los otros dos para las labores de distribución.

En condiciones normales de utilización, el medio de transporte más barato es el barco, no existiendo ningún oleoducto que le pueda competir. Pasando cierto límite, el oleoducto es más barato que el ferrocarril. La desventaja del oleoducto con respecto a los demás medios de transporte es su rigidez, además de que es imposible transportar por ese medio productos de altas viscosidades.

La característica común a estos dos medios de transporte es que sus costos de transporte por unidad de carga disminuyen con la distancia.

De todos los medios de transporte petroleros aquel en donde se presentan más acentuadamente las economías de escala es el buque-tanque. Estas se dan tanto en los costos de construcción como en los costos de operación.

Por estas razones no es raro percatarse del gran incremento en la magnitud de los petroleros ya que mientras en 1965 el mayor buque era de 105 mil t.p.m., en 1973 el más grande ya había alcanzado un tamaño de 477 mil t.p.m.^{41/}

5.1.1.- El Oleoducto. Después del buque petrolero el medio de transporte más económico es el oleoducto, siendo en realidad el único medio práctico para transportar por tierra grandes volúmenes.

La característica principal de los oleoductos es que requieren grandes gastos de inversión iniciales. Los costos de operación para cualquier tipo de oleoducto son en realidad bajos, de manera que los costos por unidad de transporte disminuyen considerablemente con el volumen transportado. De esto se sigue que el oleoducto será más barato que el camión o el ferrocarril, sólo si se emplea a alta capacidad.

La capacidad de transporte de un oleoducto es función del diámetro y del nivel de presión, existiendo muchas combinaciones posibles entre ambos. La cantidad de acero necesaria aumenta más rápido que el diámetro del tubo, esto es debido a que el espesor de las paredes debe incrementarse con más velocidad para suministrar una resistencia adecuada a la tubería. Por otro lado, la energía necesaria para mover el líquido varía en razón inversa a la quinta potencia del diámetro. Es siempre el cálculo de estos

dos elementos lo que permite decidir las características que debe tener el oleoducto en construcción, existiendo siempre un tamaño óptimo.

Otro elemento que debe ser tomado en cuenta para la operación de un oleoducto es la viscosidad del líquido a transportar; ya que existe una relación directa entre esta y la presión que debe ser imprimida, existiendo siempre un grado de viscosidad para el cual el flujo deja de ser viable.

5.1.2.- Transporte del Gas Natural. El medio tradicional de transporte del gas natural lo constituye el gasoducto. Aunque a partir de 1959, en que se habilitó el primer barco metanero, el transporte marítimo ha venido en aumento a pesar de las dificultades técnicas y de los altos costos en general.

5.1.3.- El Gasoducto. La característica más importante del gasoducto con respecto al oleoducto son las economías de escala. Mientras mayor es el volumen conducido, menor es el costo por unidad. Por otro lado el costo de transporte de gas por tubería es considerablemente mayor que el de productos petrolíferos. Esto se debe a que se requieren tuberías más resistentes a la presión y compresoras más potentes, además de que el contenido energético del gas por unidad de volumen es menor que el del petróleo.

Un gasoducto puede ser construido con un gran diámetro y trabajar a baja presión o viceversa. Siempre existirá una proporción óptima de estos dos factores.

El gas natural es un fluido que tiene un factor de compresibilidad decreciente de manera que en el transporte de un cierto volumen siempre existe una pérdida de presión. Esta es la razón

por la cual el caudal transportado siempre crece mucho más rápido que el diámetro de la tubería, de donde se desprende la necesidad de ir a canalizaciones de gran diámetro.

Por la pérdida de presión es necesario reinyectar a la tubería energía, para esto se tiene que las estaciones de recompresión deben ser siempre instaladas en forma equidistante, además de que el diámetro de la canalización debe ser constante para todo el trayecto. La regla al respecto señala que la presión debe ser reinyectada cuando desciende a $1/3$ de su nivel original. Por otra parte el espaciado entre las estaciones de recompresión, para una línea de gran longitud debe ser de unos 120 Km, aunque la topografía del terreno tiene gran influencia en esta determinación.

La recompresión aparte de ser necesaria para asegurar el transporte, puede también tener la finalidad de aumentar el caudal de una conducción con objeto de poder atender los consumos crecientes a lo largo del tiempo, en lugar de construir una nueva línea.

Los costos de construcción de un gasoducto son muy variables dependiendo estos de la topografía del terreno, los caudales que se deseen transportar y los factores de presión. En terrenos normales y lejos de zonas urbanas un 50% del costo, aproximadamente corresponde a tubería y el resto a excavación, revestimiento y protección catódica; existiendo una relación directa entre costo por metro y diámetro de la tubería.

Un caso especial de gasoducto se presenta en la actualidad con el descubrimiento de gas en zonas marinas. Cuando las

aguas no son muy profundas se cálcula que su costo es como 3 veces mayor que el de un gasoducto terrestre. Por otro lado, por zonas más profundas esta relación se puede elevar muchas veces más, no existiendo todavía tecnología para gasoductos que atravesen zonas de grandes profundidades.

5.2.- Transporte

5.2.1.- Transporte Marítimo. En el año de 1974 Pemex contaba con una flota de buques tanque de 459 mil toneladas de peso muerto y 25 barcos con un promedio para cada barco de 18 367 t.p.m. Este resultado se consiguió gracias a la realización del programa de renovación de la flota petrolera iniciado en 1965. Este programa, se llevó a cabo en dos etapas: en la primera se adquirieron buques usados para la sustitución de las unidades más antiguas. La segunda etapa consistió en la compra de barcos nuevos, para lo cual se suscribió en 1965 un contrato con unos astilleros japoneses con el objeto de encargar la construcción de 14 buques-tanque. Esto es en lo que se refiere a la actualización de la flota de Pemex. Sin embargo, las necesidades de mantenimiento tan rigurosas que exige una flota petrolera obliga a que se mantenga un programa de renovación permanente. Es por esta razón que la Institución ha continuado con estas políticas de renovación no sólo en cuanto a los tanques, sino también en lo que se refiere a unidades de la flota menor e instalaciones accesorias como muelles, plantas de almacenamiento etc.

En el período de 1965-73 el tonelaje total de la flota de Pemex, que comprende barcos tanque, remolcadores, lanchas y chalanes, creció a una tasa del 3.9% anual, mostrando la estadística

ESTADÍSTICAS SOBRE TRANSPORTE

Relación Histórica de la Flota de PEMEX

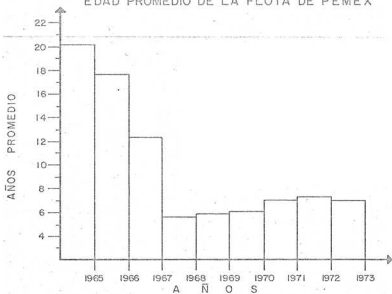
Año	Barcos miles de toneladas	Remolcadores toneladas	Lanchas Toneladas	Chalanes miles de toneladas
65	166.6	4 891	700	25.3
66	172.3	4 653	734	25.9
67	204.2	4 721	759	27.6
68	246.4	6 349	757	29.2
69	225.1	6 684	801	29.2
70	227.9	6 285	801	29.2
71	228.9	7 037	756	30.3
72	225.0	7 037	756	29.9
73	243.1	7 037	668	18.5

una tendencia firme y estable a la alza, y partiendo de un valor de 197.5 mil toneladas brutas en 1965 a 269.3 mil toneladas en 1973. En comparación con la tasa de crecimiento del sector refinero, que fue del 6.8% anual, se ve que este sector se desarrolló más lentamente, siendo la diferencia entre las dos tasas del orden del 2.9%. Esta diferencia puede ser una indicación indirecta de que las necesidades de crecimiento y por lo tanto de inversión, fueron mucho más fuertes en el sector refinero que en el transporte marítimo.

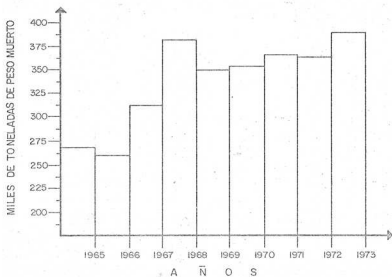
Por otro lado se tiene que la tasa de crecimiento de los buques-tanque fue más alta que el de la flota total, esto significa que las necesidades de crecimiento en el transporte por mar han recaído más acentuadamente sobre los tanques que sobre otro tipo de unidades. En términos porcentuales, para 1965 del tonelaje bruto total 84.4% correspondió a los buques tanque, 2.5% a los remolcadores, .35% a las lanchas y 12.8% a los chalanes. Para 1970 estas relaciones fueron de 86.3%, 2.4%, .3% y 11% respectivamente y para 1973, 90.3% para tanques y 9.7% para el resto. Las tasas de crecimiento fueron de 3.9% anual para la flota total y de 5.15% anual para los tanques.

Por lo que respecta a la capacidad promedio por tanque tenemos que esta creció en términos del tonelaje en peso muerto a una tasa anual de 2.2%, la cual es muy pequeña y permite concluir que por lo visto en la flota mexicana no se presentó el fenómeno mundial de la tendencia hacia el gigantismo. Por lo tanto este moderado crecimiento en el volumen de los buques debe ser más bien consecuencia de los programas de renovación y no el re-

EDAD PROMEDIO DE LA FLOTA DE PEMEX



BUQUES TANQUE - TONELAJE BRUTO



sultado de una política formal tendiente a conseguir una flota de gran magnitud por unidad; con el objeto de aprovechar las economías de escala que en este tipo de transporte se presentan. Sin embargo, se sabe que para finales de 1974 ya se estaban iniciando los trámites para la adquisición de dos buques-tanque de 40 mil t.p.m. cada uno; además de que ya se habían emprendido una serie de obras de atraque para buques mucho mayores, como son un muelle en Madero para barcos de hasta 40 mil t.p.m. y una monoboya en Tuxpan para buques de hasta 60 mil t.p.m.^{42/}

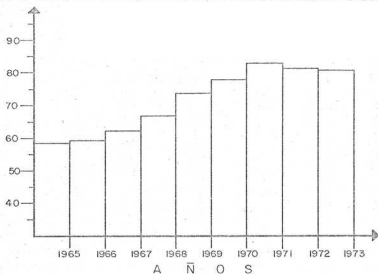
Otro aspecto interesante en este tema consiste en analizar si hubo alguna evolución en la intensidad de uso de la flota. Con este objeto se obtuvo a partir de las estadísticas de total de barriles transportados por año y total de capacidad en t.p.m. el número de barriles transportados cada año por t.p.m. de capacidad. El resultado del análisis es que no se puede concluir que haya habido una evolución en este sentido, ya que todos los datos se mueven alrededor de la media de 219 b/t.p.m. alcanzando los valores más altos en 1966 y 1971 con 228 y 230 b/t.p.m. y los valores más bajos en 1967 y 1968 con 168 y 174 b/t.p.m. respectivamente.

El evento más interesante del período 65-73 en lo que se refiere a transporte marítimo fue el programa de renovación de la flota petrolera. Un buen indicador de los logros de este programa es la estadística que nos muestra la evolución de la edad de la flota en este período. El primer punto que salta a la vista, es que la parte intensiva del programa concluyó en 1968, ya que mientras que en el lapso que va de 1965 a 1968 se dieron de baja

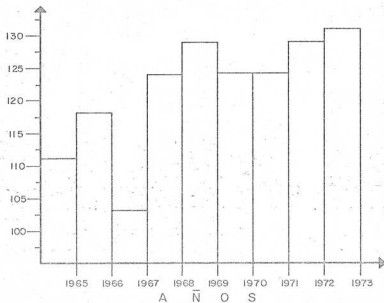
17 unidades con un peso muerto total de 207 mil toneladas, durante los 3 años siguientes no se dio de baja un solo buque. Otro indicio de esta afirmación es que de 1965 a 1968 baja la edad promedio de las unidades de 20.2 años a 5.6 respectivamente, mostrando para los años siguientes una tendencia a establecerse en un promedio de 7 años por unidad, aproximadamente. Esto conduce a pensar que quizás es esta cifra el promedio de edad óptimo para la flota y que las autoridades consideran que se debe mantener permanentemente como un elemento de política administrativa.

Del total de la flota de tanques, unos operan en el Océano Pacífico y otros en la costa del Golfo. En 1975, del total de tonelaje de 356 579 t.p.m., 131 105 t.p.m. operan en el Pacífico, 110 883 en la Zona Sur del Golfo y 114 591 en la Zona Norte. En términos porcentuales, le corresponden 63.2% del tonelaje al Atlántico y 36.8% al Pacífico. Por lo que se refiere a número de unidades, del total de 23, 7 operan en la costa occidental y 16 en la costa oriental. En relación con este punto está el problema de dilucidar de que lado se transportó más mercancía. En términos porcentuales se transportó por el lado del Pacífico un promedio de 23.5% del total de mercancías manteniéndose estos valores más o menos constantes a través del período. Si se supone que los porcentajes de distribución de tonelaje entre océano y océano fueron los mismos para todo el período, que para el año de 1975, se puede concluir que la flota del Atlántico trabajó más intensamente ya que mientras esta poseía el 63% del tonelaje total, transportó aproximadamente el 76.5% del total de mercancías.

Finalmente es de interés analizar cierto fenómeno. Mien-



CAPACIDAD DE TRANSPORTE PROMEDIO POR BARCO



tras la capacidad de la flota medida en t.p.m. creció a una tasa del 4.72% anual, esta misma capacidad de transporte medida en barriles creció a una tasa del 5.3%. Esta diferencia se debe de interpretar en el sentido de que, ha medida que se desarrolla la técnica de construcción naval, mayor es el espacio de carga por un mismo tonelaje en peso muerto. Esto es debido principalmente a la creciente simplificación de los mecanismos de propulsión de los buques.

Por último es necesario consignar un hecho al cual no se le pudo encontrar explicación lógica. Este es que la distancia navegada por la flota en cada año, descendió sensiblemente, a pesar de que el total de mercancías transportadas aumentó de 58, 850 mil barriles en 1965 a 80 975 mil barriles en 1973, y a pesar de que la utilización de la flota medida en barriles/t.p.m. mostró mantenerse estable, alrededor de 218.8 b/t.p.m. para todo el período. La conclusión que se saca de este fenómeno es que es probable que exista un error en la estadística de millas navegadas, ya que si la capacidad de transporte aumentó, y también creció el número de mercancías transportadas es una contradicción evidente que la distancia total navegada por barco haya disminuído. Se tienen datos de esta estadística únicamente a partir de 1969, año en que se navegaron 1 015 mil millas náuticas, la misma fue para 1972 de 724.4 mil millas y para 1973 de 891.7 mil millas náuticas.

5.2.2.- Oleoductos y Gasoductos. Como ya se indicó el oleoducto es el medio de transporte terrestre más barato para el petróleo, y esto con la condición de que se utilice intensivamente.

El análisis de la evolución histórica de los oleoductos de Pemex se dificultó excesivamente debido a que sólo se obtuvieron datos manejables a partir del año de 1971, razón por la cual se hace imposible sacar alguna conclusión significativa. Con la finalidad de medir el desarrollo de este tipo de transporte se diseñaron tres indicadores: longitud de los oleoductos, capacidad de transporte en barriles por día y medida de la capacidad, en longitud por diámetro. La tasa de crecimiento para estas tres variables fue de 2.65%, 16% y 11.4% anual, respectivamente. La primera conclusión que se puede extraer de esta comparación es que el aumento en capacidad registrado no se debió principalmente al incremento en la longitud de la red, ya que este último creció a una tasa mucho menor que la capacidad. Por otro lado se ve que entre las tasas de crecimiento de la longitud, la longitud-diámetro, y la capacidad en b/d se dio una diferencia muy significativa que debe tener una explicación de tipo técnico, y ésta debe encontrarse por el lado de la presión de bombeo del sistema. Ya que si la capacidad de transporte de los oleoductos aumentó sensiblemente sin que la longitud ni el diámetro de los tubos también se hayan incrementado, ese aumento debe ser atribuido a una mejora en la presión de bombeo. Esto se debe al hecho técnico de que la capacidad de flujo de una tubería es función directa del diámetro de los tubos y de la presión de flujo que se le imprime a los líquidos.

La principal diferencia económica entre un oleoducto y un gasoducto radica en que los segundos tienen un costo de operación más alto. Otras diferencias de tipo técnico son que el contenido

ESTADÍSTICAS SOBRE TRANSPORTE Y DISTRIBUCION

Capacidad de Transporte Total^{1/}

Año	Oleoductos	Gasoductos	Poliductos	Ductos Petroquímica	Buques Tanque	Autos Tanque	Carros Tanque
71	5 090.7	5 086.8	4 474.3	100.4	9 397.4	1 625.9	1 272.5
72	5 418.9	5 087.0	4 015.2	47.2	14 435.0	1 799.9	1 405.3
73	5 449.2	5 103.3*	4 047.1*	35.5*	26 022.0*	2 641.9*	801.3*

^{1/} En millones de toneladas-kilometro por año

* Capacidad utilizada y no capacidad instalada

de energía del gas por unidad de volumen es menor que el del petróleo, además de que un gasoducto requiere de una presión de bombeo mucho más alta para que su operación sea rentable. Todas estas razones hacen que en términos físicos no tenga sentido comparar la capacidad de transporte de un oleoducto con la de un gasoducto, es por eso que aquí no se hará ninguna comparación de este tipo, dejando la contrastación para después en que se analizan las capacidades de transporte de todos los medios usados, en términos económicos.

Los gasoductos por lo que respecta a su longitud crecieron en el período 71-73 a una tasa del 4.35% anual, o sea una diferencia del 1.70% del crecimiento en ese mismo renglón, para el caso de los oleoductos, lo cual indica que el desarrollo de este medio de transporte fue más bien de tipo extensivo que de tipo intensivo. El estudio de las tasas de crecimiento de la capacidad y de la longitud-diámetro parecen confirmar esta conclusión ya que mientras que el primer concepto creció a una tasa del 16% para los oleoductos, para los gasoductos creció al 9.1% anual, o sea una diferencia de 6.9% a favor de los oleoductos; mientras que en lo que respecta a longitud la diferencia favoreció a los gasoductos. Por lo que respecta a la longitud-diámetro, cualquier comparación de este tipo está sesgada de principio, ya que su evolución está necesariamente influenciada por el crecimiento de la longitud de manera que una contrastación de estas dos tasas no traería más luz al análisis.

Por último, se tiene el total de productos transportados en cada año. Como en este renglón tampoco se tienen datos para

años anteriores a 1971, tampoco se puede estudiar la evolución histórica del transporte total. En virtud de lo anterior se realizaron algunas estimaciones para determinar la importancia, en cuanto a su utilización, de cada uno de los medios de transporte estudiados, dentro del total de ellos.

En 1973 del total transportado, medido este en Toneladas-kilómetro por año y que equivalió a 36 574 millones, 26 022, correspondieron a buques tanque, incluyendo aquí tonelaje propio y tonelaje alquilado; 5 449.2 millones de Ton-km/año a oleoductos y 5 103.3 a gasoductos; comparación que en términos porcentuales indica 71.2%, 14.9% y 13.9% respectivamente o sea que dentro del total transportado el tanque fue el transporte más importante.

Resta sólo analizar el problema de la flota alquilada, que comenzó a tener una importancia inusitada a finales de 1971. La necesidad de rentar buques surgió a raíz de que México inició durante 1971 un programa de importación de crudos a gran escala, para complementar la oferta interna de hidrocarburos. En 1972, que es el primer año para el cual se tienen datos, del total transportado por buque un 14.9% fue transportado por barcos alquilados. Para 1973 esta relación subió a 54.16%, lo cual refleja la incapacidad de la flota para transportar el crudo importado por la Institución.

5.3.- Distribución

La fase final de la industria petrolera es la distribución. Su importancia es muy considerable ya que en cuestión de costos representa un 30% aproximadamente de los costos totales, además de ser la operación que emplea un mayor porcentaje de la mano de

obra pudiendo llegar esta hasta 70% o 75% del total. ^{43/}

La distribución se asemeja al transporte en que muchos de los productos terminados al ser líquidos pueden ser trasladados por los mismos medios que el petróleo crudo.

Generalmente las operaciones de distribución se llevan a cabo en dos fases, la primera de las cuales se refiere al transporte de los productos de la refinería a los centros de almacenamiento, y la segunda fase que va de los almacenamientos hasta el consumidor.

Los medios de distribución pueden ser continuos como el poliducto o discontinuos como el ferrocarril o el camión. Las características de los medios continuos son que su costo es proporcional a la distancia recorrida, y muestra un rápido descenso con la distancia recorrida. La característica básica de los medios discontinuos es que el costo por unidad recorrida es fijo para cualquier distancia y cualquier volumen que se transporte.

En México, los medios de distribución básicos son el poliducto, los camiones, también llamados autos-tanque y el ferrocarril. No descartando tampoco, aunque su importancia es mucho menor, el transporte fluvial para el cual cuenta Pemex con 113 chalanes.

Para efectos de estimación, existe un problema ya que en las estadísticas de transporte total no se especifica que proporción del total transportado por los barcos tanque correspondió a crudos y qué proporción a refinados, lo cual ocasiona un obstáculo grave para efectos de comparación global; sin embargo para comparaciones parciales se puede determinar que proporción del total

de barriles transportados correspondió a productos refinados y cual a petróleo crudo. Esta distinción es necesaria, en orden a mantener cierto rigor en lo que se refiere a cuestiones de concepto, ya que por definición todo producto refinado transportado debe ser incluido en el rubro de distribución y no de transporte.

Por lógica se puede determinar que los medios empleados para la primera fase de la distribución son típicamente el buque, los poliductos y el ferrocarril quedando para la segunda etapa el camión, aunque esto puede no cumplirse en la realidad estrictamente ya que bien puede el auto tanque cubrir traslados de la primera etapa.

La primera conclusión que se obtiene en este inciso se refiere a la cantidad de productos distribuidos por los buques del total transportado. En cifras porcentuales los buques transportaron, como promedio para el período 65-73, un 33.9% del total de productos; correspondiendo el 66.1% restante a crudos y productos no refinados.

Las líneas de productos que incluyen todas las tuberías que transportan refinados crecieron durante el período 1967-73, a una tasa del 6.3% anual en lo que se refiere a longitud. Por otra parte, en lo que respecta a capacidad de transporte estos crecieron en ese mismo período a una tasa del 23.7% promedio anual. Este crecimiento tan acelerado se debió al gran incremento del año 68 que fue de un 102% y que en cifras absolutas pasó de 209 500 b/d de capacidad en 1967 a 423 500 b/d en 1968. Esta diferencia de tasas de crecimiento entre capacidad y longitud

lleva a la conclusión de que hubo un sustancial aumento en el rendimiento de la red de poliductos. La explicación de este fenómeno son las fuertes inversiones realizadas con el objeto de mejorar la red de poliductos ya que en el año de 1966 se dedicaron a la iniciación de obras en este ramo 298 millones de pesos; en 1967 se invirtieron en este rubro 388.9 millones mientras que para los años 1968 y 69, únicamente se invirtieron 151 y 141 millones respectivamente, como gasto total en este renglón. Por lo que respecta a la longitud total de la red de tuberías de Pemex, del total de 19 781.8 km. el 18.5% corresponde a las líneas de productos, que equivale a 3 664.3 Km. lo que refleja el hecho importantísimo de que las líneas de distribución siempre deben de ser cortas en virtud de que las refinerías deben estar situadas lo más cerca posible de los centros de consumo.

La Distribución geográfica de las líneas de productos se muestra en la siguiente tabla:

Z o n a	Longitud en Km.	% del Total
Zona Sur	1 674.2	45.7%
Zona Norte	1 275.2	34.8%
Zona Centro	564.6	15.4%
Valle de México	76.2	2.1%
Poza Rica	55.0	1.5%
Zona Catalina	19.0	.5%
T o t a l..	3 664.3	100.0%

Fuente: Anuario Estadístico de Pemex, 1973.

Del total de productos transportados en la fase de distribu-

ción que sumó para 1971; incluyendo en esta suma el 33% de lo transportado por barco, 10 574.2 millones de ton-km/año, el 42.3% correspondió a poliductos, el 29.3% a barcos tanque, el 15.4% a camiones y el 12% a Ferrocarril, asignándosele el porcentaje restante a transporte de productos petroquímicos por ducto. Esto nos indica que en cuestión de cantidades transportadas y distancias recorridas en distribución, el medio más importante fue el poliducto siguiéndole en importancia el buque tanque.

Para 1973 estos porcentajes fueron los siguientes: poliductos 25%, buques tanque 53.3%, autos-tanque 16.4%, ferrocarriles 5% y el resto a transporte petroquímico. Hay dos causas que explican el cambio tan brusco en estas proporciones: la primera es que las cifras de 1971 son de capacidad instalada mientras que las de 1973 son de capacidad utilizada; y la segunda es el gran aumento que en dos años experimentó el transporte por barco debido al auge de las importaciones de productos. De tal forma, que al aplicarle a esta cifra el mismo porcentaje de 33% la cantidad que se tiene que sumar al total de distribución está definitivamente sesgada por la gran proporción de las importaciones. Por lo tanto se concluye que este cambio en la distribución no significa que haya habido una modificación efectiva en los patrones de distribución.

5.4.- Almacenamiento

Hay tres tipos de unidades de almacenamiento: Plantas, Terminales y Agencias de Ventas.

La capacidad de almacenamiento de plantas, terminales y agencias de ventas, aumentó durante el período de 1966-73 a una

ESTADÍSTICAS SOBRE ALMACENAMIENTO

Capacidad de Almacenamiento Total para 1973
(Metros Cúbicos)

	Gasolinas	Gasaviones	Solventes	Petro- química	Kerosinas	Diesel	Combus- tóleo	Total	%
Plantas	170 295		75	63 600	24 632	97 558	91 145	447 305	28.5
Terminales	135 581	396	397		39 360	98 552	58 726	333 012	21.2
Agencias	296 690	2 343	227		62 633	219 569	112 168	693 630	44.1
Terminal-Planta	49 286				12 039	8 790	27 728	97 843	6.2
T o t a l	651 852	2 739	699	63,600	138 664	424 469	289 767	1 571 810	100

tasa promedio anual del 6.32%, un 1.03% menos que la tasa de crecimiento de la refinación que después del consumo petrolero y la producción de gas natural fue un elemento de los que más aceleradamente se desarrolló en el periodo estudiado.

Por otro lado para el año de 1973 de la capacidad total de almacenamiento que fue de 1 511 810 m³, correspondió a la terminal-planta del D. F. un 6.2% a plantas de almacenamiento 28.5%, a terminales 21.2% y a agencias de ventas un 44.1%. Lo cual quiere decir que existe una cierta correlación entre capacidad de almacenamiento y número de unidades ya que del total de estaciones de almacenaje que son 61, incluyendo terminales, plantas y agencias, 45 son agencias de ventas. En términos de capacidad de almacenamiento para cada tipo de producto, del total en términos porcentuales le corresponden a las gasolinas un 41.5%, gasaviones .2%, kerosinas 8.8%, diesel 27%, combustibles 18.4%, correspondiéndole el resto a petroquímicos y solventes. Esta distribución es congruente con la importancia que cada uno de los productos tiene dentro del consumo, ya que por ejemplo para 1972 las gasolinas cubrieron un 31% del consumo total mientras que al diesel le correspondió un 20% aproximadamente.

Por último, es importante mencionar el programa de renovación y modernización de estaciones de servicio iniciado por Pemex en el año de 1965. Para finales de 1967 dicho programa había quedado concluido en lo que se refiere al D. F. y principales ciudades de provincia.

Para 1971 el total de estaciones modernizadas y relocalizadas ascendió a 1 442 que equivalía al 80% de las programadas y

55.8% de las establecidas en el país. Por lo tanto 1 442 más 247 construidas después de 1965 dio un total de 1 689 estaciones en condiciones totalmente satisfactorias para ese año.

CAPITULO VI

VENTAS Y CONSUMO

VENTAS Y CONSUMO

A través de toda esta investigación se ha visto que el problema fundamental de la industria petrolera radica en que el consumo ha crecido con más velocidad que la producción, de manera que la brecha entre estos dos elementos se amplió cada vez más, a pesar de que la producción ha crecido también aceleradamente.

Por lo anterior el aspecto sobresaliente de todo el análisis radica en poder determinar el porque del crecimiento tan acelerado del consumo. Sin embargo, esta tarea se dificulta enormemente por el hecho de que es difícil medir el impacto de los hidrocarburos sobre la economía y de la economía, en general, sobre los hidrocarburos; debido a que su importancia económica es mucho mayor que su costo neto. Finalmente, si por esta dificultad, no es posible determinar con cierto grado de precisión las causas de ese crecimiento acelerado, por lo menos se intentará dilucidar cuales son los sectores de la economía que mayor influencia ejercen sobre el crecimiento del consumo de hidrocarburos.

El primer punto que cabría señalar es el hecho de que el consumo de energéticos tiende a crecer a una tasa mayor que el PNB. Ello podría explicarse a través de los cambios cualitativos que se dan en una economía en desarrollo, en la cual a medida que este avanza se da un predominio del sector industrial, la agricultura tiende a mecanizarse y a reducirse la población económicamente activa en este sector y con ello hay un rápido incremento del

consumo doméstico de carburantes. De esta forma el stock de capital tiende a ser cada vez mayor con respecto al producto final y requiere una mayor proporción de combustibles y lubricantes para funcionar.

Este proceso es también acelerado por la creciente demanda de hidrocarburos como materia prima, especialmente para la industria química, que florece en una sociedad en desarrollo.

Antes de seguir adelante es necesario aclarar la diferencia que existe entre los conceptos de ventas y consumo. Ambos conceptos son, en esencia, muy parecidos, pues los dos se refieren al mismo fenómeno; su diferencia fundamental proviene del tipo de unidades con los que se miden cada uno. Tradicionalmente, las ventas siempre se han medido en dinero, mientras que lo que se llama consumo se mide en unidades físicas ya sea en barriles o unidades de poder energético, cuya importancia radica en el hecho de que permite comparar sobre una base común a todos los productos petrolíferos entre sí y con otros tipos de energéticos.

Es importante tener presente esta diferencia en el momento de estudiar tendencias o hacer comparaciones entre productos, ya que en el caso de las Ventas, cualquier aumento en las mismas puede bien ser debido a un aumento de precios o a un aumento en las cantidades producidas, y si acaso este aumento se debió a un cambio en los dos últimos factores no se podrá dilucidar que proporción del mismo se debió a uno y que proporción es consecuencia del otro.

Sin embargo la fuente de desviación o diferencia, más importante en este problema proviene de los índices de precios, ya

que las estadísticas de ventas se ven año por año infladas por los aumentos de dicho índice y a menos que se trabajen estas a precios constantes, será necesario tener en mente este tipo de perturbación. Esta es la causa de que la tasa de crecimiento de las ventas a precios corrientes y el consumo muestren en ocasiones diferencias desconcertantes a primera vista.

En el caso de México, estas dificultades se reducen al mínimo, debido a la política de precios fijos seguida por Pemex durante muchos años. No obstante, no deja de existir en el análisis alguna fuente de perturbación; ya que por ejemplo el caso de 1972 en que se elevaron los precios de las gasolinas para automóviles a más del doble del anterior, puede introducir en la tendencia de las ventas un fuerte sesgo hacia arriba que no es consecuencia de un aumento en la producción física.

Para obviar esta dificultad aquí, se estudiará, por un lado la evolución de las ventas y por el otro la del consumo, lo que enriquecerá el análisis pues cualquier diferencia en las tasas de crecimiento de ambos conceptos, necesariamente tendrá una interpretación lógica de algún aspecto en el que no se había caído en la cuenta previamente.

6.1.- Ventas

Para los intereses de este estudio, las ventas de Pemex se dividen en ventas internas de productos energéticos, ventas de productos no energéticos, exportaciones y petroquímica. Todas las estadísticas de estos conceptos están trabajadas a precios corrientes, de tal forma que en muchas ocasiones sus tasas de crecimiento son mucho más elevadas que las obtenidas en la sección de consumo;

ESTADÍSTICAS SOBRE VENTAS

(millones de pesos)

	65	66	67	68	69	70	71	72	73
Ventas Totales	8 439	9 093	10 063	11 032	12 415	13 432	14 627	16 026	18 422
Ventas Productos Energéticos	7 780	8 417	9 334	10 240	11 558	12 523	13 632	14 902	17 218
Ventas Productos No Energéticos	659	679	728	792	857	908	996	1 125	1 203
Ventas de Productos Petroquímicos	284	309	473	693	1 084	1 229	1 310	1 657	1 900
Exportaciones	528	567	597	538	541	506	426	326	443

siendo la diferencia entre éstas, producto del aumento en el índice de precios.

Las ventas totales de Pemex crecieron en el período 1965-73 a una tasa del 10.3% anual, un 2.7% más que la tasa de crecimiento del consumo de hidrocarburos, correspondiendo la diferencia al problema de índices de precios mencionado arriba. Para 1973, del total de ventas, 2.4% correspondió a exportaciones, 6.5% a Productos no Energéticos, 10.3% a petroquímica, asignándole el 80.8% restante a lo que aquí se define como ventas internas de productos petroleros energéticos. Esto nos permite apreciar que aun a pesar del auge de los usos no energéticos de los hidrocarburos y de la creciente importancia de la petroquímica, el empleo para generar energía del petróleo sigue conservando el lugar más importante.

Las ventas internas de productos petroleros energéticos crecieron a una tasa del 10.0% anual, casi igual al crecimiento de las ventas totales; lo que viene a corroborar la constante y fundamental importancia de este rubro dentro del producto final. La producción de hidrocarburos está destinada básicamente a solucionar el problema de energía en el país y el objetivo en este aspecto es y debe ser, el logro de la autosuficiencia. Por otro lado, estas ventas energéticas no sólo crecieron a una tasa semejante a la de las ventas totales, sino que su participación dentro de éstas se mantuvo más o menos constante con un promedio de 81.4% aunque este promedio mostró una tenue tendencia a la disminución, que se explica por el hecho del gran auge de la petroquímica debido al notable impulso que se brindó a esta industria a partir de

1960. Así las ventas de productos petroquímicos se incrementaron a una tasa del 28.2%, que resultó un 17.9% anual mayor que la tasa de las ventas totales. En consecuencia, puede decirse que las ventas de productos petroquímicos mostraron la tendencia al alza más dinámica entre las ventas de Pemex y pasaron de cubrir el 3.4% de las ventas totales en 65 al 10.3 en 1973.

Los productos no energéticos -que son básicamente los asfaltos, los lubricantes, las grasas y las parafinas- crecieron durante todo el período a una tasa promedio anual del 6.1%, bastante menor que la de las ventas totales; su participación porcentual sobre las ventas totales también decreció pasando de un 7.8% en 1965 a un 6.5% en 1973. De esta forma, a diferencia de los productos energéticos, las ventas de productos no energéticos no sólo crecieron a una tasa menor que los productos energéticos, sino que su participación sobre las ventas totales también decreció. En cuanto a las exportaciones, puede decirse en primer término que la política de Pemex con respecto a este renglón parece ser muy clara: exportar sólo excedentes y dedicar básicamente la producción, a satisfacer el mercado nacional. La estadística de exportaciones es por otro lado, reflejo fiel del funcionamiento de esta política y de las dificultades experimentadas por Pemex para abastecer la creciente demanda interna. La participación porcentual de las exportaciones en las ventas totales, mostró un descenso estable para todo el período, partiendo de un 6.2% en 1965 a un 2.4% en 1973, con una tasa de decrecimiento anual promedio del 2.3%. La política de sólo exportar excedentes está retratada en el hecho de que la estadística en cifras absolutas muestra un comportamiento

bastante inestable e irregular. Sin embargo, a pesar de esto, los valores absolutos también muestran una tendencia a la baja. Así de un monto de 528 millones de pesos exportados en 1965, se llegó en 1973, a un valor de 443 millones, correspondiendo la cifra más baja al año de 1972, en que se hicieron exportaciones por 326 millones de pesos.

Distribución de las Ventas (en porcentos)

	1965	1970	1973
<u>Ventas Internas:</u>			
Productos Energéticos	82.6	80.3	80.8
Ventas Petroquímica	3.4	9.1	10.3
Ventas Productos no			
Energéticos	7.8	6.8	6.5
Exportaciones	6.2	3.8	2.4
Ventas totales	100	100	100

6.2.- Consumo

Como ya se indicó, la diferencia entre ventas y consumo proviene del hecho de que las primeras se miden en unidades monetarias y las segundas en unidades físicas. Una vez que se inicia el estudio del consumo, el primer problema que hay que resolver es el de encontrar las unidades físicas convenientes para medir los distintos productos. Este problema se agudiza por el hecho, ya visto, de que una parte del producto petrolero es de empleo no energético y otro de uso energético. En el caso de las unida-

des para productos energéticos, estas deben de cumplir dos requisitos fundamentales para que las comparaciones entre los productos puedan ser llevadas a cabo: (a) que sea una unidad común para todos, (b) que esta unidad mida el poder energético de los productos y no su volumen u otro aspecto. Este último requerimiento, es muy importante debido a que no todos los productos poseen el mismo caudal de energía dentro de una misma unidad de volumen. Para estos efectos se eligió aquí como unidad común, la misma que utiliza el Instituto Mexicano del Petróleo^{hh/}: el contenido calórico de un metro cúbico de petróleo crudo, representado por las siglas MCPCE (Metro cúbico de petróleo crudo equivalente.)

Para el caso del consumo de productos no energéticos se puede elegir simplemente una unidad de volumen cualquiera -preferentemente del sistema métrico decimal- como el metro cúbico.

6.2.1.- Consumo de Productos Energéticos. El consumo de productos energéticos creció durante el período 1965-73 a una tasa del 7.6% anual promedio, un 3.1% más que la tasa de crecimiento de la producción de crudo que fue de 4.5% y un 1% más que la tasa de Producto Interno Neto que fue de 6.6% anual, las dos para este mismo período.

Sin embargo como dice Kuznets, en el caso de cualquier indicador económico que no esté medido en términos per-cápita, no se puede hablar de un verdadero avance o desarrollo; por lo cual hay que analizar el consumo de productos petroleros energéticos en cifras per-cápita. Para 1965, el consumo de energía proveniente de hidrocarburos fue de -665 MCPCE o 4.18 barriles por habitante

ESTADÍSTICAS SOBRE CONSUMO

Consumo de Productos Petroleros

	65	66	67	68	69	70	71	72	73
Consumo total en miles de MCFCE	28 024	30 370	33 104	34 382	38 449	39 704	42 627	46 964	50 070
Consumo per-cápita en MCFCE	.665	.697	.735	.738	.798	.796	.826	.880	.906
en barriles	4.18	4.38	4.62	4.64	5.02	5.01	5.19	5.53	5.70

(1 MCPCE = 6.29 barriles). En 1973, estas cifras se habían elevado a .906 MCPCE o 5.70 barriles, experimentando para este periodo un crecimiento de 4% anual promedio, que supera a la tasa de crecimiento del ingreso per-cápita a precios constantes, que fue de 3.1% anual.

Del consumo total de productos energéticos, la mayor proporción le correspondió al gas natural, con un 30.4% para 1972. En ese mismo año, las proporciones sobre el total de los demás productos es como sigue: gasolinas 21.4%, combustibles 20.7%, diesel 14.7%, gas licuado 7%, kerosinas 4.4% y turbosina 1.4%. La evolución más importante de todos estos productos, es la del gas natural, pues como ya se vió en el capítulo sobre producción su explotación a gran escala es relativamente reciente. Para el periodo 65-72 este producto mantuvo su participación en el total, correspondiéndole para 1965 30.1% y para 1972 30.4, con una media para el periodo de 29.9%. Sin embargo, el periodo más interesante de la evolución de este producto va de 1960 a 1965.

Este desarrollo parece ser perfectamente congruente con el hecho ya estudiado en producción, de que fue precisamente a partir de 1960 cuando se inició la expansión de este hidrocarburo, ya que para 1960 solo cubría el 17.4% del consumo total, mientras que para 1962 ese porcentaje era de 25.4 y llegó a 28.8% en el año de 1964.

Otro caso interesante lo constituye la turbosina, que es el combustible de los aviones a reacción. Esta muestra una alza lenta pero sostenida y constante en la participación total, durante el periodo. Para 1960, cubría 0.2% del consumo total, mientras

que en 72 llegaba a 1.4% sin haber experimentado esta proporción ninguna baja durante 12 años. Este fenómeno es fiel reflejo del auge de la transportación aérea en aviones equipados con motores de turbina.

Todos los demás productos mantuvieron más o menos estable su participación en el total, salvo el caso de las kerosinas que bajaron su proporción de 7.7% en 1965 a 4.4% en 1972.

6.2.2.- Consumo de Productos No Energéticos. Como ya se indicó, los productos petroleros no energéticos son los asfaltos, los lubricantes, las parafinas y las grasas. Con el objeto de hacer las comparaciones viables, se miden todos en unidades de volumen tomándose como base el metro cúbico. El total de este tipo de productos creció a una tasa de 5.4% anual promedio, para el período de estudio, en consecuencia, menor en 2.2% que la tasa de crecimiento del consumo energético, lo cual indica que estos productos van rezagándose con el tiempo en el consumo total. Dentro del total de productos no energéticos, aquellos cuyo consumo creció más rápidamente fueron los lubricantes que mostraron una tasa de crecimiento del 7.63% anual. Este resultado es compatible con el desarrollo de la economía nacional ya que dentro de ella los sectores que experimentaron un crecimiento más acelerado fueron el de transporte y el sector industrial, y este tipo de productos son fundamentales para el funcionamiento de los motores y la maquinaria a tal grado, que se puede decir que los lubricantes son productos complementarios a los combustibles. Por lo anterior, no es casual que la tasa de crecimiento anual de los lubricantes sea casi la misma que la de los energéticos ya que é

tos crecieron a una tasa del 7.58% para el mismo período.

El otro producto cuyo consumo se elevó más o menos paralelamente al del total, fueron los asfaltos, que mostraron una tasa de crecimiento del 5.52% anual. El consumo de los otros dos productos; parafinas y grasas, mostró una tasa de crecimiento de 2.8% anual para las grasas y de 0% para las parafinas que por lo tanto no experimentaron ningún crecimiento en el período. Esto quiere decir que estos productos no sólo crecieron a tasas menores que el consumo total sino que además su participación en el total de productos no energéticos se debilitó, pasando de un 11.8% y 1.4%, respectivamente para las parafinas y las grasas en el año de 1965, a un 7.8% y 1% para el año de 1973.

Con respecto a la participación en el consumo total no energético de los asfaltos y lubricantes, se tiene que mientras los primeros mantuvieron su participación en un 57% aproximadamente, los segundos mejoraron en este renglón pasando de un 29% en 1965 a 33.5% en 1973.

6.2.3.- El consumo por sectores. El consumo de productos petrolíferos no sólo se puede estudiar desde el punto de vista de los productos sino también desde el punto de vista de los sectores consumidores. Este enfoque permite además hacer otro tipo de análisis, como correlacionar consumo de energía con participación en el PIB y hace posible la comparación entre países por lo que respecta al consumo interno de hidrocarburos.

Con el objeto de realizar el estudio sectorial del consumo desde el punto de vista energético y no energético se cuenta con la información publicada por Pemex en las Memorias de Labores

de 1973, en la cual se especifica que proporción de la producción es consumida por cada sector económico. Desgraciadamente, no se tiene una relación histórica de estos datos de manera que no se puede analizar la evolución de esta distribución. La información mencionada nos señala lo siguiente:

Consumo de Hidrocarburos por Sectores (1973)

S e c t o r	%
Transporte	32.5
Industrial	24.5
Eléctrico	18.8
Petrolero	11.1
Doméstico	9.4
Otros	2.3
Agrícola	1.4

Fuente: Memoria de Labores de Pemex,
1973.

Estructura que es más parecida a la de Europa Occidental que a la de Estados Unidos en donde más del 50% del consumo va al sector de transportes, mientras que en el europeo se reparten aproximadamente el 60% del consumo entre sector de transportes e industrial.

Si únicamente interesa estudiar la evolución histórica del consumo de hidrocarburos energéticos, la cuestión se facilita mucho más ya que acerca de este problema si hay material publicado. No obstante, subsiste la dificultad de que estas cifras se

tienen para el consumo energético en general y no para el consumo energético de hidrocarburos, que es lo que aquí interesa, pero en razón de que más del 90% de la energía secundaria producida proviene de los hidrocarburos y 97% de la misma es producto de los combustibles fósiles, tomando la información como está, se ob tiene una buena aproximación.

Consumo y Demanda de Energía por Sectores Consumidores

Sector	Consumo en MMCPCE		Distribución	Porcentual
	1972	1980	1972	1980
Eléctrico	9 761	32 280	18.5	28.0
Petrolero	5 461	9 496	10.4	8.2
Industrial	13 006	23 236	24.6	20.2
Transporte	16 762	30 590	31.7	26.5
Doméstico	4 554	9 354	8.6	8.1
Agrícola	435	707	.8	0.6
Otro	348	395	.7	0.4
Pérdidas en manejo	1 648	5 533	3.1	4.8
Uso no energético	860	3 679	1.6	3.2

Fuente: IMP. "Energéticos".

De este cuadro, más o menos todas las cifras porcentuales correspondientes a 1972 son compatibles con el cuadro asentado en la sección de consumo global por sectores. Existe sólo una contradicción entre lo contenido en el último cuadro y una conclusión obtenida líneas atrás. En este tema, los investigadores del I.M.P. predicen un aumento en la participación dentro de el consumo total de los productos no energéticos, mientras que en este

análisis se observa un decrecimiento en esa proporción. La argumentación para sostener la conclusión aquí obtenida se basa en el hecho histórico de que existe una brecha entre la tasa de crecimiento del consumo energético y del no energético que señala un descenso en esta participación, sin embargo en el I.M.P. se debe tener un conocimiento de tipo técnico ingenieril que apoye su pronóstico en este problema.

CAPITULO VII
COMERCIO EXTERIOR
DE LA INDUSTRIA PETROLERA

COMERCIO EXTERIOR
DE LA INDUSTRIA PETROLERA

Desde la época de la Expropiación, la política del país con respecto a las ventas en el extranjero ha sido, como ya se apuntó la de exportar excedentes estando la producción doméstica encaminada primordialmente a la satisfacción del consumo interno. Este objetivo de política económica, no obstante, no elimina la necesidad y en ocasiones la conveniencia de importar hidrocarburos ya que en muchas ocasiones, resulta mucho más barato importar que abastecer internamente algún tipo de consumo. Este es precisamente el caso de la zona noroeste del país, que por estar tan retirada de los centros productores, es más conveniente adquirir en Estados Unidos los productos necesarios para cubrir su demanda. Existe otro caso en que las importaciones de hidrocarburos no son consecuencia de la falta de producción interna, esto sucede cuando se trata de productos terminados muy sofisticados, cuya producción interna no es posible por falta de instalaciones especializadas o porque su producción doméstica no es rentable por problemas de alto costo. En general, sin embargo se puede afirmar que salvo estos dos casos, toda importación de hidrocarburos o de energéticos, debe ser interpretada como consecuencia de falta de producción interna.

Como ya se explicó el fenómeno más importante, que se ha presentado en la industria petrolera durante los últimos 15 años es la diferencia en las tasas de crecimiento de la producción y el consumo, la consecuencia de más peso y más inmediata de este

proceso es sobre la balanza comercial de Pemex, ya que esta brecha entre la producción y el consumo debe necesariamente ser cubierta por importaciones. A esto se debe que la balanza comercial de la Institución haya experimentado un progresivo debilitamiento a partir del inicio de la década de los sesentas que culminó en 1970, cuando por primera vez, ésta presentó un saldo deficitario. El principal objetivo de este capítulo será el de explicar el desarrollo de este proceso, con un análisis breve de los componentes de la balanza comercial de Pemex. Con el objeto de facilitar el estudio de la balanza se analizarán en primer lugar las importaciones, dividiéndolas para efectos de metodología, en productos energéticos y no energéticos. Posteriormente y utilizando el mismo esquema se analizarán las exportaciones, para concluir finalmente con el estudio de la balanza comercial.

La primera indicación que se tiene de la tendencia deficitaria del comercio exterior del sector petrolero fue la tasa de crecimiento de las importaciones de productos energéticos, que pasó de 14.1% anual para el período de 1960-72 y a 22.7% anual para el período 1965-72; tasas mucho mayores que las correspondientes a la producción e incluso al consumo que fueron del 5.8% y del 7.1% anual respectivamente para el período 1960-72.

Dentro de la importación total de productos energéticos, el gas licuado ocupó el primer lugar en términos porcentuales para el año de 1972 con un 22.26% sobre el total; en segundo lugar las gasolinas con 15.47% sobre el total, siguiéndoles en orden de importancia los combustibles con 12.04%, el gas natural con 7.5%, el diesel con 6.51% y la turbosina y las kerosinas con .91% entre

las dos; correspondiéndole el 9.95% al carbón, al coque y a la energía eléctrica y el 25.36% restante a las importaciones de crudo.

En términos porcentuales, los productos que disminuyeron su participación dentro del total fueron las kerosinas que bajaron de 1.34% en 1965 a .34% en 1972, el gas licuado con una baja de 48.82% a 22.26% para los mismos años. En iguales circunstancias estuvieron los combustibles que descendieron de 19.93% a 12.04% y el gas natural de 19.93% a 12.04% también para los años de 1965 y 1972 respectivamente.

En relación a las tasas de crecimiento, las importaciones que más crecieron fueron las de turbosina con una tasa del 30.1% anual. Esto se debió -como ya se anotó en el capítulo de ventas- al auge de los aviones equipados con motores a reacción. Les siguen el diesel, las gasolinas y los combustibles con tasas del 17.9%, 14.3% y 13.9% respectivamente. Todos estos incrementos en importaciones se debieron a la necesidad imperiosa de complementar la producción nacional.

Por último es por supuesto, necesario mencionar las importaciones de crudo. Para ellas, no es posible calcular una tasa en el período en estudio, porque en los tres primeros años de éste, no hubo importaciones de crudo. No obstante de 70 a 72 se elevaron velozmente para cubrir la brecha creciente entre producción y consumo internos y sólo en 1972 alcanzaron la cantidad de 9 986 mil barriles.

La tendencia contraria se observa con las kerosinas, que experimentaron una tasa de crecimiento negativa del 0.1%, índice

de que la industria petrolera nacional avanzó en el proceso de sustitución de importaciones de este producto. Por su parte las importaciones de productos no energéticos tuvieron un comportamiento muy diferente al anterior, ya que en el período 65-72 no experimentaron crecimiento alguno. Así, de un valor de importaciones de 548 mil barriles para 1965, descendieron a 512 mil barriles en 1973. Empero esta estadística mostró un comportamiento extraño, ya que de 1965 a 1968 señala una tendencia al alza llegando en 1968 a 1 048 miles de barriles, para, a partir de ese año y hasta 73, iniciar un descenso hasta 512 mil barriles. Ello parece indicar, que a partir de 1969 se inicia un proceso de disminución de importaciones en este rubro. Dentro de este renglón, los productos más importantes en términos numéricos fueron; para 1973, los asfaltos, cubriendo un 52.9% del total, las parafinas 27.5%, los lubricantes con 17.6% y por último las importaciones de grasas con solo un 2% del total.

Las exportaciones totales de hidrocarburos energéticos, disminuyeron para el período 1960-72 a una tasa del 5.3%. Con este resultado, la brecha deficitaria de la balanza comercial de Pemex se explica fácilmente; su monto es precisamente la diferencia entre las tasas de crecimiento de las exportaciones y las importaciones.

Los tres productos básicos dentro de las exportaciones energéticas de Pemex han sido el gas natural, los combustibles, algunos tipos de crudos -como el "despuntado" de Tamaulipas, el asfalto base Pánuco diluido y Tamaulipas reconstituido y el crudo Pánuco que se agregan aquí bajo el simple rubro de "crudos"-.

Para el último año de estudio -1972- los productos más importantes dentro del total, fueron precisamente los crudos con un 51.2% siguiéndoles el combustible con 30.3% y por último, el gas natural con 18.5%. De estos tres productos, el único que aumentó su participación dentro del total fueron los crudos pasando de un 6% en 1960 al 51.2% ya mencionado. Los otros dos, disminuyeron su participación: el gas natural de 50.2% en 1960, a 18.5% en 1972, y el combustible de 43.8%, a 30.3% para los mismos años. En cuestión de tasas de crecimiento el único producto que aumentó sus exportaciones absolutas fue el crudo, cuyas exportaciones se incrementaron a una tasa del 1.5% anual. Los combustibles, como el gas natural, disminuyeron sus exportaciones a una tasa del 7.1% anual y del 8.3% anual respectivamente.

De los productos no energéticos, únicamente se exportaron asfaltos y parafinas, reflejando esta estadística la política de sólo exportar excedentes ya que no se muestra en ella ninguna tendencia definida.

De 1965 a 1973 sólo se exportaron parafinas; en los años de 1969, 71 y 73 con 59 mil barriles, 232, 35 respectivamente para cada uno. Los asfaltos se empezaron a exportar en 1969, año en que se vendió una cantidad considerable de estos productos al extranjero, con 5 155 mil barriles vendidos. Esta cifra descendió todos los años siguientes hasta 1973 en que se exportaron 3 167 mil barriles.

7.1.- Balanza Comercial

La balanza comercial se va a estudiar aquí desde dos puntos de vista: primero, en términos monetarios, que es la forma tra

ESTADISTICAS SOBRE COMERCIO EXTERIOR

Balanza Comercial Total en Términos Económicos
(Millones de pesos)

Años	Exportaciones	Importaciones	Saldo
65	528.0		
66	567.1	174.0	393.1
67	596.5	206.0	390.5
68	537.7	274.0	263.7
69	535.1	348.9	186.2
70	504.0	552.8	- 48.8
71	433.7	1 041.6	- 608.3
72	323.7	1 517.9	-1 194.2
73	442.8	3 594.7	-3 151.9

ESTADÍSTICAS SOBRE COMERCIO EXTERIOR

Balanza Comercial Total en Términos Físicos
(miles de barriles)

Años	Exportaciones	Importaciones	Saldo
65	27 216	10 975	16 241
66	26 261	14 863	11 398
67	27 697	15 036	12 661
68	24 986	14 207	10 779
69	25 627	19 685	5 942
70	25 822	19 617	6 205
71	16 766	27 463	-10 697
72	11 286	25 045	-13 759
73	9 087	28 102	-19 015

dicional de presentar esta cuenta, y en segundo lugar -y más importante para este trabajo-, en términos físicos, o sea medida en barriles. Por último, se compararan ambos enfoques.

Ya se ha mencionado a lo largo de este trabajo, la tendencia deficitaria de la balanza, tanto en términos monetarios como en términos físicos. El saldo de la balanza en términos económicos se convirtió en definitivamente deficitario en 1971, en que el saldo negativo alcanzó 48.8 millones de pesos. Esta tendencia hacia el déficit se mostró constante para todo el período, pasando de un superávit de 393.1 millones de pesos para 1966, a un déficit de 3 151.9 millones en 1973. De manera que en sólo 4 años o sea de 1969 a 1973, este saldo negativo aumentó más de 64 veces. Las exportaciones totales en términos económicos, descendieron a una tasa del 6.9% anual, mientras que las importaciones crecieron a una tasa del 58.3%. Las tasas de decrecimiento y crecimiento para exportaciones e importaciones dentro de la balanza en términos físicos, fueron del 11.8% y del 14% anual, respectivamente. Si se comparan estas tasas con las de la balanza en términos económicos se aprecia una gran diferencia entre las cifras; para las importaciones esta diferencia es del 44.3% y para las exportaciones del 4.9%. Estas diferencias se deben al notable incremento de los precios de los productos petroleros en el mercado mundial, (ver tabla anexa) y ambas pueden ser tomadas como medida aproximada de esta alza. Por ejemplo para las importaciones la tasa de crecimiento de las mismas en dinero fue 4.16 veces mayor que este mismo concepto medido en unidades físicas o sea, que se puede decir que los precios de los pro-

ductos petroleros más que se cuadruplicaron en este período. Sin embargo esta estimación tiene un carácter altamente relativo en razón de que se trata de una medida indirecta y de que se hizo sobre pagos hechos para la compra de productos elaborados, cuyo crecimiento de precios no ha sido estrictamente paralelo al del crudo.

Por lo que hace al saldo de la balanza en términos físicos, este presenta un hecho interesante; y este es que el primer año de saldo deficitario fue 1971, mientras que para la balanza en términos económicos fue en el año de 1970. Esto indica, que a pesar de que para 1970 todavía se exportaban mayor número de barriles de productos que los que se importaban, en dinero ese saldo era mayor a favor de las importaciones, o sea que los productos importados tenían una valorización mucho más alta en el mercado mundial que los productos domésticos que se vendían en el exterior. Esto mismo dicho de otra manera, expresa que los productos que se exportan eran y siguen siendo en términos generales, mucho más baratos que los importados.

	Años	Dólares por Barril
	1950	2.00
	1970	2.30
	1971	2.66
Junio	1973	2.90
Octubre	1973	5.11
Diciembre	1973	11.65

El estudio de la balanza comercial de hidrocarburos eneg

ESTADÍSTICAS SOBRE COMERCIO EXTERIOR

Balanza Comercial de Productos Energéticos en Términos Físicos
(miles de barriles)

Años	Exportaciones	Importaciones	Saldo
65	27 216	10 427	16 789
66	26 261	14 203	12 058
67	27 697	14 141	13 556
68	24 927	13 159	11 768
69	20 462	18 680	1 782
70	20 818	18 952	1 866
71	11 852	27 079	-15 227
72	6 845	24 115	-17 270
73	5 885	27 590	-21 705

géticos muestra dos hechos importantes: (a) que los productos no energéticos constituyen una proporción muy pequeña del comercio exterior de esta industria; (b) que la tendencia deficitaria es más alta en este renglón que en la balanza total. El primer hecho se puede comprobar obteniendo algunas proporciones que comparen ambas balanzas. Para que éstos sean representativos es preferible que se calculen por el lado de las importaciones, ya que son éstas las que muestran una tendencia mucho más firme y estable que las exportaciones, que sólo son producto del hecho circunstancial de que haya excedentes. La proporción de importaciones no energéticas sobre el total de importaciones fue para todo el período de 4.2% promedio, mostrando por otro lado este porcentaje una clara tendencia a la baja a partir del año de 1968, en que alcanzó su máximo valor; de 7.3% hasta descender a 1.8% en 1973. Para obtener la segunda conclusión, basta un sencillo análisis visual de la evolución de los saldos de balanza total en términos físicos y balanza de productos energéticos, ya que éste muestra una tendencia negativa mucho más acentuada. Este hecho lleva directamente a la conclusión de que en orden de importancia, dentro del comercio exterior de Pemex, son los productos energéticos los que ocupan el primer lugar quedando los productos no energéticos en calidad de un comercio secundario o accesorio al primero.

Esta afirmación queda verificada cuando se estudia la balanza comercial de productos no energéticos; ya que en primer lugar sus cuentas no parecen estar regidas por ninguna secuencia precisa. Esto es claro en el caso de las exportaciones que antes

ESTADISTICAS SOBRE COMERCIO EXTERIOR

Balanza Comercial de Productos no Energéticos en Términos Físicos
(miles de barriles)

Años	Exportaciones	Importaciones	Saldo
65		548	- 548
66		660	- 660
67		895	- 895
68	59	1 048	- 989
69	5 165	1 005	4 160
70	5 004	665	4 339
71	4 914	384	4 530
72	4 441	930	3 511
73	3 202	512	2 690

del año 1968 son nulas; para ese mismo año se exportan 59 mil barriles de grasas y en 1969 se inician las exportaciones de asfaltos, con un caudal muy importante de 5 155 mil barriles, ventas que van disminuyendo año con año hasta situarse en 3 167 barriles en 1973. Las exportaciones de parafinas son mucho más erráticas, existiendo cifras sustanciales, a partir de 1969 y alcanzando sus valores más altos en los años de 1971 y 1973, con 232 mil y 35 mil barriles respectivamente. Por otro lado las importaciones de productos no energéticos casi no crecieron en el periodo, mostrando un valor de 548 mil barriles para 1965 a 512 mil barriles para 1973, señalando las cifras máximas en 1968 y 1969 con 1 041 y 1 005 mil barriles respectivamente: de manera que entre 1965 y 1968 crecieron y entre 1969 y 1973 decrecieron, llegando en este último año a la cifra antes mencionada.

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

Exploracion

1.- La gran mayoría de las brigadas de exploración, laboraron en actividades que corresponden a las dos primeras etapas de la exploración. Además esta proporción mostró la tendencia a aumentar a través de todo el período de estudio.

2.- De la comparación del crecimiento de las variables número de brigadas y número de brigadas-meses de trabajo se obtuvo la conclusión de que durante este período se observó un leve descenso en la eficiencia de las actividades exploratorias de PEMEX.

3.- El comportamiento de la estadística de costo promedio por pozo exploratorio perforado, indica que la perforación exploratoria se volvió cada vez más difícil y complicada y por lo tanto costosa. Subsidiariamente la estadística de profundidad por pozo perforado refuerza la conclusión precedente.

4.- El comportamiento errático y anárquico de la estadística de nuevos descubrimientos de campos petroleros, es reflejo del carácter aleatorio que tiene la exploración petrolera.

5.- La gráfica de la variable, número de pozos de desarrollo, mostró ser muy dispareja al igual que la de pozos de exploración. Esto es una prueba indirecta de las dificultades financieras a que se enfrentó Pemex durante el período de estudio, ya que la actividad de desarrollo, a diferencia de la exploración, es un proceso de inversión que se realiza en condiciones de poca incertidumbre.

6.- La exploración de desarrollo, durante el período, estuvo enfocada en forma creciente a desarrollar campos de petróleo, dejando a los campos de gas en un segundo plano.

7.- El decrecimiento de la variable número de pozos perforados por contratistas, señala que hubo una cierta tendencia, en Pemex, hacia la independencia y autosuficiencia en las actividades de exploración.

8.- La contrastación de la estadística gastos totales en exploración, con otras estadísticas generales acerca de la evolución de esta industria, indica que la brecha entre producción y consumo no fue debida a un descuido de las actividades exploratorias.

Reservas

1.- La relación reservas/producción para el petróleo crudo mostró una tendencia al descenso durante todo el período de estudio. Esto se debió a la falta de descubrimientos importantes aunado al elevado ritmo de crecimiento de la producción.

2.- Para el caso del gas natural, tanto el lento crecimiento de las reservas como el acelerado desarrollo de su producción cooperaron al acentuado descenso de su relación reservas/producción.

3.- La proporción de las reservas de gas natural, con respecto a las de petróleo crudo, tendió a decrecer durante el período.

Producción

1.- El fenómeno petrolero más sobresaliente del período

do 1965-73 fue la brecha entre las tasas de crecimiento del consumo y la producción petrolera. Desde el punto de vista de la producción se señalan dos principales causas a este fenómeno: El lento crecimiento de las reservas y las dificultades financieras de Pemex que impidieron la habilitación de muchos campos para su explotación.

2.- La producción de gas, para la década de los sesentas, creció muy aceleradamente. Ello se debió a que los campos ya estaban descubiertos con anterioridad a esa fecha, sin embargo no fue hasta principios de los sesentas, en que se empezaron a instalar los equipos recolectores de este hidrocarburo.

3.- No obstante, a pesar de lo anterior, los técnicos de Pemex auguran para los ochentas un fuerte decrecimiento en la producción de gas natural, debido a la falta de descubrimientos de nuevos campos productores.

4.- En términos per-cápita, la producción de crudo por habitante mostró un crecimiento considerable durante el período. Sin embargo la producción por trabajador petrolero no tuvo ningún crecimiento durante el período de estudio.

Refinación

1.- Los procesos de refinación elemental o refinación primaria siguen teniendo la máxima importancia dentro de la refinación total. Esto a pesar de la sofisticación creciente de la producción petrolera.

2.- La capacidad instalada neta de refinación creció a

una tasa del 4.62% anual promedio. Si se desea para el futuro que ésta siga creciendo a esa tasa, la capacidad instalada bruta debe crecer a una tasa igual o mayor al 6.04% anual promedio.

3.- La reposición de equipo le costó a Pemex un promedio de 254.5 millones de pesos anuales para el período 1965-73. O sea que un 48.1% de las inversiones anuales en el rubro de refinación se destinaron solamente a reponer el equipo obsoleto.

4.- La capacidad de refinación por habitante creció a una tasa mayor que la de producción por habitante.

5.- El crecimiento de la capacidad de refinación depende en primera instancia en las inversiones realizadas por la Institución en este rubro. Las inversiones en refinación son a su vez función de las posibilidades financieras de Petróleos Mexicanos.

6.- Se encontró que existe una relación inversa entre la proporción de las inversiones en refinación, sobre las inversiones totales de la empresa y el grado de utilización de la capacidad instalada. Esto quiere decir que a medida que una mayor proporción de las inversiones totales se destinan a refinación, más se amplía la brecha entre capacidad instalada y grado de utilización del equipo.

7.- Las instalaciones refineras de Pemex se utilizaron por abajo de su capacidad durante el período 1965 a 1973. Esto se debió a que las inversiones en refinación se planean de acuerdo a las proyecciones de la demanda, y durante este período la demanda creció mucho más rápido que la producción interna.

8.- La capacidad de refinación utilizada creció a una

tasa promedio anual menor que la de la producción refinera agregada, lo que conduce a concluir que la eficiencia en la refinación aumentó en Pemex durante el período 1965-1973.

9.- En la refinación como en cualquier proceso industrial existen pérdidas. La estimación de las pérdidas en refinación realizada en este estudio mostró, que del total de crudo que ingresa a refinación, solamente un 90.47% se incorpora al mercado en forma de productos finales.

Transporte, Distribución y Almacenamiento

1.- Durante los años de 1965 a 1973, se dio en Pemex un programa de renovación de su flota petrolera. Este proceso comprendió dos etapas; durante la primera de ellas se adquirieron buques usados para la sustitución de unidades más antiguas. La segunda etapa consistió en la compra de barcos nuevos. La parte intensiva del programa terminó en 1968. En 1965 la edad promedio de la flota por buque era de 20.2 años, para 1968 la edad promedio descendió a 5.6 años.

2.- La flota petrolera creció más lentamente que el sector refinero.

3.- La tasa de crecimiento de los buques-tanque fue más alta que la de la flota total. Esto indica que las necesidades de crecimiento de la flota recayó más acentuadamente sobre los barcos.

4.- El tonelaje promedio por barco creció muy lentamente. Esto indica que en la flota de Pemex no se presentó la tendencia al gigantismo de los buques.

4.- La estadística de barriles transportados por tonela-

da de peso muerto no mostró ninguna tendencia en el período. Por lo tanto no hubo ninguna evolución en la intensidad de uso de la flota.

5.- Parte de la flota trabajó en el Océano Pacífico y parte en el Océano Atlántico. Las estadísticas indican que la flota del Atlántico trabajó más intensamente que la del Pacífico, en este período de estudio.

6.- La capacidad de la flota, en toneladas de peso muerto creció más lentamente que la capacidad de los buques medida en barriles. Esto es señal de que mejoró el rendimiento de los buques a causa de las mejoras en la tecnología de construcción de los mismos.

7.- El crecimiento en la capacidad de transporte del sistema de oleoductos se debió en una mayor medida a las mejoras tecnológicas realizadas en la red que a la extensión en la longitud de la misma. La expansión de la red de gasoductos, durante el período de estudio, fue más bien de tipo extensivo que de tipo intensivo.

8.- De 1970 a 1973 el medio de transporte más importante, en términos de la cantidad de mercancías transportadas fue el buque-tanque, siguiéndole el oleoducto y finalmente el gasoducto.

9.- A partir de 1970 la flota alquilada por Pemex empezó a cobrar una gran importancia en términos cuantitativos, debido a las cuantiosas importaciones de crudo que se iniciaron a principios de los setenta.

10.- Por lo que se refiere a distribución, del total de

productos trasladados por los tanques de Pemex, un tercio aproximadamente de los mismos correspondió a la fase de distribución correspondiendo los dos tercios restantes a la fase de transporte.

11.- La red de poliductos, o sea las tuberías que transportan refinados, tuvo un crecimiento considerable en lo que respecta a capacidad. Este desarrollo fue básicamente de tipo intensivo, ya que el crecimiento en capacidad fue mucho mayor que el crecimiento en la distancia de la red. Por lo que respecta a la longitud total de la red de tuberías de Pemex, sólo una quinta parte trasladan productos refinados.

12.- En cuestión de cantidades transportadas y distancias recorridas en distribución para 1973, el medio más importante fue el poliducto siguiéndoles, el buque-tanque, camiones, ferrocarril y traslados de productos petroquímicos; en ese orden. Para 1973 el primer lugar fue arrebatado a los poliductos, por el buque-tanque. Esto se debió al gran auge de las importaciones de productos petroleros.

13.- La capacidad de almacenamiento fue de las variables que más rápidamente creció durante el período de estudio, sólo superándola los registros de consumo y de producción de gas natural. Por otro lado la capacidad de almacenaje por productos es congruente con la jerarquización de los productos por orden de consumo.

Ventas y Consumo

1.- Las ventas de Pemex durante el período de estudio

crecieron más aceleradamente que el consumo de hidrocarburos. Del total de las ventas, cuatro quintas partes correspondieron a productos energéticos quedando la proporción restante dividida entre exportaciones, ventas de productos no energéticos y ventas a la industria petroquímica. Esto indica que el empleo del petróleo para producir energía sigue ocupando el lugar más importante.

2.- Las ventas de productos energéticos tuvieron un crecimiento un poco menor que el de las ventas totales. Esto se debió al gran auge de la industria petroquímica, cuyas compras de productos petroleros crecieron a casi tres veces más velocidad que las ventas totales.

3.- Las ventas de productos petroleros no energéticos crecieron más lentamente que las ventas totales. Este hecho confirma la mayor importancia de la producción energética, tanto en términos de crecimiento como en su participación en las ventas totales.

4.- Las exportaciones tuvieron un comportamiento que es fiel reflejo de la política de Pemex de sólo exportar excedentes.

5.- El consumo per-cápita de hidrocarburos creció más rápidamente que el ingreso per-cápita del país a precios constantes.

6.- Proporcionalmente, los productos petroleros energéticos más consumidos, fueron en orden de importancia, el gas natural, las gasolinas, el diesel, el gas licuado, las kerosinas y la turbosina. De todos estos productos, los que tuvieron un desarrollo más sobresaliente fueron el gas natural y la turbosina.

El gas natural mostró un crecimiento tan acelerado en su consumo, debido a que este hidrocarburo, aunque ya se conocían los depósitos, no empezó a ser explotado hasta el año de 1960.

El consumo de turbosina creció tan aceleradamente debido al gran auge de los aviones a reacción.

7.- El consumo de productos no energéticos creció más lentamente que el de productos energéticos.

8.- De los productos no energéticos aquellos cuyo consumo mostró un desarrollo más acelerado fueron los lubricantes; productos cuyo consumo puede considerarse complementario al de los combustibles.

9.- La estructura del consumo de energéticos por sectores económicos es más parecida a la de Europa Occidental que a la de Estados Unidos.

Comercio Exterior

1.- Debido a la insuficiencia de producción doméstica, la brecha entre consumo y producción de hidrocarburos se tuvo que cubrir con importaciones de los mismos. Las estadísticas de importaciones de Pemex son fiel reflejo de este fenómeno. De 1960 a 1972 las importaciones crecieron dos veces más rápido que el consumo para ese mismo período; de 1972 a la fecha dicha tasa de crecimiento casi se duplicó.

2.- Por su parte las importaciones de productos no energéticos tuvieron un comportamiento muy diferente al anterior, ya que en el período 65 a 72 no experimentaron crecimiento alguno.

3.- Las exportaciones totales de hidrocarburos energéti-

cos, disminuyeron para el período 1960-72 a una tasa del 5.3% anual.

4.- La balanza comercial de Pemex mostró una tendencia al déficit durante todo el período de estudio. El saldo de la balanza se convirtió en definitivamente deficitario en 1971.

5.- La comparación de la balanza en términos físicos contra la balanza en términos económicos muestra que en general los precios de los productos importados crecieron más rápidamente que los de los productos exportados.

6.- Los productos energéticos ocupan el primer lugar dentro del comercio exterior de Pemex quedando los productos no energéticos en calidad de un comercio accesorio al primero.

7.- La tendencia deficitaria fue más alta en la balanza de productos energéticos que en la balanza total.

RESUMEN DE CITAS

- 1/ Dovalfi Jaime. "Situación y Tendencias de la Industria Petro-
lera" p. 17.
- 2/ PEMEX "Anuario Estadístico 1974" p. 31.
- 3/ Adelman "The World Petroleum Market" p. 30
- 4/ PEMEX. Folleto "El Petróleo" 1975. p. 6.
- 5/ A. Dovalfi J. "Situación y Tendencias de la Industria Petro-
lera." op. cit. p. 17
- 6/ Adelman. op. cit. p. 25.
- 7/ IMP. "Energéticos" p. 4-12.
- 8/ IMP. op. cit. p. 4-13.
- 9/ IMP. "El Comercio Exterior de Pemex" 1974 p. 21
- 10/ IMP. "Energéticos" Ibid. p. 4-42.
- 11/ Adelman. Ibid. p. 25
- 12/ IMP "Energéticos" Ibid. p. 4-43
- 13/ IMP. "Energéticos" Ibid. p. 4-43
- 14/ OECD "Oil-The Present Situation and Future Prospects" p. 51.
- 15/ Adelman Ibid. p. 26
- 16/ Adelman Ibid. p. 28

- 17/ Adelman Ibid. p. 27
- 18/ OECD-Oil- op. cit. p. 51.
- 19/ OECD- Ibid p. 51.
- 20/ Asociación Nacional de Economistas de la Industria Petrolera. "La Situación Energética Mundial y el Caso del Petróleo en México" Mesa Redonda. Marzo de 1974. p. 14.
- 21/ IMP. "Energéticos." Ibid. p. 4-44.
- 22/ PEMEX. "Memoria de Labores." 1972 p. 8
- 23/ IMP. "Energéticos" Ibid. p. 3-29
- 24/ PEMEX. "Informe del Director." 1975 p. 12.
- 25/ IMP. "Energéticos." Ibid. p. 4-13.
- 26/ IMP. "Energéticos..." Ibid. p. 4-9.
- 27/ PEMEX "Anuario Estadístico 1974" Ibid. p. 27.
- 28/ Adelman Ibid. p. 18.
- 29/ Adelman Ibid. p. 65.
- 30/ Adelman Ibid. p. 20
- 31/ Adelman Ibid. p. 21.
- 32/ IMP. Ibid. p. 4-7.
- 33/ PEMEX "Anuario Estadístico 1974" p. 8. "Memorias de Labores 1965" ps. 44 y 48.
- 34/ IMP. "Energéticos" Ibid. ps 4-6 y 3-29

- 35/ Adelman, M. Ibid. Apéndice VI p. 368.
- 36/ Johnston J. "Econometric Methods." p. 123.
- 37/ Adelman M. Ibid. p. 380.
- 38/ Masseron J. "L'economie des Hydrocarburs". Citado en Centeno R. "Economía del Petróleo y del Gas Natural" Ed. Tecnos. Madrid, 1974. p. 188.
- 39/ Adelman M. Ibid. p. 381.
- 40/ Centeno R. op. cit. p. 150
- 41/ World Tanker Review. Diciembre 1973. John I. Jacobs & Co. Ltd.
- 42/ PEMEX, Folleto "El Petróleo". Ibid. p. 38
- 43/ Centeno R. Ibid. p. 205.
- 44/ IMP. Ibid. p. V.

BIBLIOGRAFIA

- Adelman, Morris. "The World Petroleum Market"
- Asociación Nacional de Economistas de la Industria Petrolera A.C. Mesa Redonda: "La Situación Energética Mundial y el Caso del Petróleo en México". Marzo de 1974.
- Banco de México, S. A. Informes Anuales 1965 a 1972.
- Centeno, Roberto. "La Economía del Petróleo y del Gas Natural." ed. Tecnos, Madrid 1974.
- Clark, James A. "The Chronological History of the Petroleum and Gas Industries" 1963.
- Dovalf Jaime, Antonio. "Situación y Tendencias de la Industria Petrolera Nacional." PEMEX, 1974.
- Hill, Peter and Vielvoye, Reger. "Energy in Crisis." Robert Yeatman Ltd. London, 1974.
- Instituto Mexicano del Petróleo. "El Comercio Exterior de PEMEX" 1973.
- Instituto Mexicano del Petróleo. Energéticos 1972.
- Johnston, J. "Econometric Methods." McGraw Hill-Kogakusha.
- OECD. "Oil - The Present Situation and Future Problems." Paris, 1973.
- Odell, Peter. "Geografía Económica del Petróleo" 1968.
- ONU. "Demographic Yearbook". New York, 1970.
- ONU. "Statistical Yearbook". New York, 1972, 1973.
- PEMEX. Anuario Estadístico. 1973.
- PEMEX. Folleto "El Petróleo" 1974.
- PEMEX. Gerencia de Exploración. Historia de la Exploración Petrolera. 1963.
- PEMEX. "Informe del Director." De 1965 a 1975.
- PEMEX. "Memorias de Labores." De 1965 a 1974.
- Powell, Richard J. "The Mexican Petroleum Industry" University of California Press. Los Angeles, 1956.

UNAM. Instituto de Investigaciones Sociales. "El Perfil de México en 1980". Ed. Siglo Veintiuno. México, 1972. Vol. 2.